بررسی عملکرد یکی از مخازن شکافدارجنوب غرب ایران جهت توسعه میدان وتعیین هیدرودینامیک

احمد بتوندی[۱]، دکتر محمد رضا کمالی[۲]، دکتر حسین رحیم پور بناب[۳] و موسی ظهراب زاده[٤]

چکیده

ساختار مخزن آسماری در میدان مورد مطالعه در حالت عمومی غنی از نفت و عمدتاًاز توالی های کربناته تشکیل شده است. سنگ مخزن این نفتگیر دارای تخلخل قابل ملاحظه و شکستگی هایی با تراوایی زیاد است. به منظور بازیافت حداکثری نفت در طی تولید از این مخزن، شناخت تاریخچه فشار تحتانی چاهها و هیدرودینامیک مخزن الزامی است. برای افزایش بازیافت نفت از مخزن، اطلاعات زیادی توسط خرده های حفاری، لاگها و مقاطع نازک میکروسکوپی و نتیجه مطالعات ساق مته جمع آوری شده است. مهمترین مطالعات صورت پذیرفته جهت این بررسی،آنالیز فشار سیالات مخزنی، نسبت گاز به نفت تولیدی، مکانیسم های تولیدی، هیدرودینامیک مخزن، پراکنش فشاری در بخشهای مختلف وعلت یابی تثبیت فشار مخزن وغیره است.مطالعات فشار سیالات مخزن نتیجه خوبی در مورد هیدرودینامیک مخزن ارائه می دهد.براساس اطلاعات فوق الذکر در چاههای مختلف ، مخزن به سه بخش شمالی،جنوبی و غربی تقسیم شد.روند تغییرات فشاری در این سه بخش تا حدودی بر هم منطبق و بخش غربی دارای پراکنش فشاریِ بیشتری بود . مهمترین نتیجه این مطالعه، تعیین وضعیت هیدرودینامیک مخزن و بهترین بخش تولیدی جهت توسعه مخزن بود.

کلیدواژه ها: آنالیز فشار، مکانیسم‌های تولید، هیدرودینامیک، تراوایی، پراکنش فشار، سطوح تماس سیالات مخزن، عملکرد مخزن.

The performance Investigation one of the fractured Reservoir to Determine Hydrodynamics and Developmental Sector, SW Iran

Ahmad Batvandi[1], Dr. Mohammad Reza Kamali[2], Dr. Hossien Rahipour-Bonab[3] and Mussa Zohrabzade[4]

Abstract

This structure is typical of this oil-reach area and is mainly composed of carbonate successions. This reservoir has a matrix with appreciable porosity but low permeability, while fractures have negligible porosity and very high permeability. To achieve maximum recovery during hydrocarbon production, in addition to reservoir geology, changes in the fluids pressures during production history and hydrodynamics should be carefully investigated. To evaluate controlling factors for petroleum recovery from the studied reservoir various data are gathered from this field that include: cores and cuttings, thin sections, electric logs, results of Drill Stem Tests (DST) and as well as production data for history of this field. The more important data in this regard are, Analysis of the reservoir fluids pressures, Gas-oil ratio in production, Production Mechanisms, Reservoir Hydrodynamics, Interpretation of pressure stabilization in the reservoir, Pressure Distribution Patterns in different Sectors and else. Using static pressure data of different wells as well as variations in the pressure distribution patterns and permeability data this oil field is divided into three domains including Northern, Southern and Western sectors. The more important results, Determine Hydrodynamics and production sector was for MDP (Master development Plane).

Keywords: Pressure analysis, Production Mechanism, Hydrodynamics, Permeability, Pressure Dispersal, Contact Lines, Performance of Reservoir.

۱- عضو هیئت علمی دانشگاه آزاد اسلامی ـ واحد مسجدسلیمان.ahmad.petroleum@gmail.com

۲- دکترای زمین شناسی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت

۳- دانشیار گروه زمین شناسی دانشگاه تهران

٤- رئیس مطالعات پروژه ای شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب

Archive of SID

www.SID.ir

مقدمه:

تولید صحیح از مخازن نفتی به منظور بازیافت حداکثری نفت با آنالیز و بررسی دقیق تاریخچه فشار،تولید و هیدرو دینامیک وشناخت مکانیسم های تولید مخزن میسر می‌شود. (Mancini et al., (2004; Aguilera, 2004. بنابراین برای مطرح کردن یک روش و ایده مناسب در این زمینه سعی شده تا از موارد فوق الذکر برای تشخیص هیدرودینامیک و بخش بندی مخزن یکی از مخازن نفتی جنوب غرب ایران استفاده و در نتیجه بخش توسعه‌ای مناسب مشخص گردد. این میدان به نام پارسی، دارای یک مخزن تاقدیسی به طول ۳۶ و عرض ۷ کیلومتر می باشد. جنس سنگ این مخزن عمدتاً کربناته شکافدار بوده به نحوی که تولید از این میدان به شدت وابسته به سیستم های شکاف مخزن است.نفت مخزن از ابتدا به حالت اشباع بوده وکلاهک گازی اولیه‌ای در بالای ساختمان مخزن وجود داشته است.این مخزن در سال۱۳۴۳شمسی با حفر یک حلقه چاه اکتشافی کشف و در سال ۱۳٤٥ شمسی با حفر چاه دیگری بهره برداری از آن آغاز شد.به دنبال توسعه و افزایش تولید، این مخزن با افت فشار شدید مواجه شد و این امر سبب گردید تا تولید از مخزن در سال های بعد کاهش یابد.به منظور جلوگیری از کاهش روز افزون فشار مخزن و بالا بردن ضریب بازیافت نفت از سال۱۳۷۸شمسی پروژه تزریق گاز در کلاهک گازی میدان به منظور افزایش فشار آغاز گردیده و تا کنون نیز ادامه داشته است.این مخزن در حال حاظر دارای۷۲ حلقه چاه است که از این تعداد ٤۹ حلقه نفتی، ۷ حلقه تزریقی گاز،۱ حلقه متروکه و ۱۵ حلقه مشاهده‌ای می باشد.

آنالیز فشار سیالات مخزن:

برای بررسی فشار مخزن در این میدان نرخ تغییرات فشار نسبت به تولید آورده شده است(شکل ۱).این عمل دو مزیت برای میدان فوق الذکر داشته است:۱- بررسی روند تغییرات فشار مخزن جهت پیش بینی میزان آن در آینده ۲- علت یابی تثبیت فشار مخزن با استفاده از تاریخچه فشار. اگر به روند تغییرات فشارنفت در مخزن توجه شود می‌توان این تغییرات را به پنج دوره زمانی تقسیم کرد(شکل ۱).همانطور که در شکل۱دیده می‌شود، فشار نفت شدیداً متاثر از میزان تولید از مخزن بوده است. در دوره زمانی اول به دلیل تولید پایین از مخزن روند افت فشار بسیار تدریجی بوده و معدل ٦٥ پام و متوسط سالیانه آن ۲۲ پام می باشد.در این دوره زمانی تولید از مخزن بسیارکم بوده است و تثبیت حاصله به نحوی تثبیت اولیه و طبیعی فشار مخزن است.در دوره زمانی دوم که تولید از مخزن به شدت افزایش یافته است ۹۰۰ پام افت فشار در ستون نفتی رخ داده است که متوسط سالیانه آن ۱۱۲ پام می باشد. بر اثر افت فشار شدید مخزن در این دوره، کلاهک گازی به سرعت توسعه پیدا کرده و بزرگتر شده است یا به عبارتی سطح تماس گاز_ نفت به سرعت به سمت پایین حرکت کرده و ستون نفتی کاهش یافته است (شکل ۲). در شکل ۲ که سطوح تماس سیالات مخزن را نشان می دهد به خوبی گویای این واقعیت است.در طول دوره زمانی دوم که تولید از مخزن در بیشترین حد خود بوده، ضخامت ستون نفتی از ۸۱۵ به ۵۱۲ متر رسیده است یعنی به ازای هر یک میلیون بشکه تولید حدود ۰/۷۵ متر کاهش ستون نفتی رخ داده است. این در حالی است که پس از این دوره تا حال حاضر به ازای هر میلیون بشکه تولید حدود ۰/٤۲ متر کاهش در ستون نفتی مشاهده شده است. بنابراین مشخص می‌شود که تولید زیاد از این مخزن در طول دوره دوم سبب کاهش شدیدتر ستون نفتی شده است. در دوره سوم فشار بسیار تدریجی کاهش یافته، به طوری که در طول این سالها ۵۰ پام افت فشار مشاهده می‌شود. در این دوره که قسمت اعظم آن در در زمان جنگ تحمیلی بوده است به دلیل کاهش تولید و بعضاً عدم تولید از میدان، روند کاهش فشار بسیار آهسته و کند بوده است. در دوره چهارم تولید دوباره در این میدان افزایش یافته وکاهش فشار مخزن روند صعودی پیدا کرده است.در این دوره

Archive of SID

www.SID.ir

۱۳۰ پام کاهش فشار در ستون نفتی اتفاق افتاده است. در دوره پنجم که پروژه تزریق گاز در مخزن اجرایی گردید روند افت فشار در مخزن متوقف و یک روند افزایش تدریجی فشار مشاهده می شود. در طول این دوره ٤٠ پام افزایش فشار مشاهده می شود.همانطور که از این شواهد پیداست افت شدید فشار در مخزنABC با تولید مخزن رابطه مستقیم دارد و تولید زیاد از این مخزن سبب کاهش شدید فشار شده است.در این مخزن تثبیت فشار به علت عدم تولید و یا تولید بسیار کم از مخزن بوده و ربطی به عوامل بازیافت طبیعی مخزن ندارد و تثبیت فشار صورت پذیرفته در مخزن کاذب است.

نسبت گاز به نفت تولیدی:

همانطور که در شکل ۳ نشان داده شده، نمودارنسبت گاز به نفت تولیدی در طول عمر مخزن با نوسانات زیادی روبرو بوده است. اگر تغییرات GOR را در طول زمان در نظر بگیریم تقریباً روند تغییرات آن مشابه روند تغییرات فشار نفت مخزن می‌باشد بدین معنا که کاهش فشار مخزن با افزایش GOR تولیدی همراه شده است. در حد فاصل سال‌هایی که به دلیل تولید بالا از مخزن فشار نفت به سرعت در حال کاهش بوده GOR تولیدی نیز با یک روند افزایشی توام شده است. همچنین در سالهای بعد از آن به علت کاهش تولید از مخزن وبه تبع آن تثبیت یا کاهش تدریجی فشار، روند GOR با تغییرات اندکی همراه بوده است. البته در طول تاریخچه تولید، مقاطع کوتاهی وجود دارد که روند تغییرات GOR با تغییرات فشار همخوانی ندارد که دلیل اصلی آن تولید با نسبت گاز به نفت بالا از برخی چاهها بوده است. مشابهت روند تغییراتGOR با تغییرات فشار، یکی از خصوصیات بارز مخازن شکافدار است (Matthews, J. D., et al., 2008) چرا که با کاهش فشار مخزن حجم زیادی از گاز محلول در نفت آزاد و از طریق شکافها به کلاهک گازی منتقل می شود و در نتیجه نسبت گاز به نفت محلول کاهش می یابد. از آنجائیکهGOR تولیدی تا حدود زیادی متاثر ازGOR محلول است،لذا GORتولیدی نیز کاهش خواهد یافت.

بررسی وضعیت هیدرودینامیک مخزن:

بهترین پارامتر موجود در مخزن جهت تعیین هیدرودینامیک، فشار آب است(Uma, K.O., et al., 1997). در مورد فشار آب مخزن باید گفت که بر اساس اطلاعات مشاهده ای آب مخزن،روند تغییرات فشار آب مشابه تغییرات فشار نفت وگازمخزن است (شکل٤). این مطالعات نشان می دهد که زمانی که این حالت در مخازن حادث می شود، مخزن فاقد هر گونه آبده فعال است. به طوری که در طی ۱۰سال ابتدایی تولید از مخزن افت‌فشار آبده بسیار شدید و در حدود ۹۷۰پام بوده است (شکل ۵). همانطور که در شکل ۵ مشاهده می‌شود در طی سالهایی که مخزن با کاهش شدید تولید روبرو شده،هیچ گونه افزایش فشار آب یا تثبیت آن مشاهده نشده است.لذا می توان نتیجه گرفت که مخزن فاقد یک آبده فعال که بتواند از افت شدید فشار مخزن جلوگیری کند می باشد. بررسی فشارآب مخزن و تعیین جهت هیدرودینامیک می‌تواند یک علم نوین در مهندسی نفت تلقی گردد. اساساً این روش به این مطلب اشاره دارد که در صورت ورود آب در مخزن که از حواشی آن صورت می پذیرد، فشار آب افزایش یافته و در منطقه خروجی آن از مخزن به حداقل می رسد. با اندازه گیری فشار بین دو نقطه در یک فاصله می توان دریافت که آیا آبی به مخزن وارد شده یا نه؟ برای این منظور نمودارهای مربوط به فشار آب در یک مخزن باید تهیه گردد . این کار خود کمک به بررسی فشار آب با گذشت زمان و میزان آن در بخش هایِ مختلف می‌کند. علت یابی تثبیت فشار مخزن جهت پی بردن به فرآیند جلوگیری از کاهش فشار و تخلیه فشار مخزن ضروری است وبررسی رابطه آن با هیدرودینامیک احتمالی، لازم و ضروری به نظر می رسد. گاهی در نمودارهای تهیه شده از تاریخچه فشار مخزن حالت تثبیت فشار دیده می شود که به هیچ عنوان با وضعیت

Archive of SID

www.SID.ir

تولید وفشار مخزن همخوانی ندارد. این مسئله مهندسان مخزن را برای ایجاد یک تصمیم درست قبل از تخلیه کامل فشار به خطا وا می دارد. بنابراین ارائه یک مدل و روش مناسب جهت بررسی فشار مخزن و تثبیت آن لازم به نظر می رسد. مهمترین پارامتر که روی فشار مخزن تاثیر می گزارد، تولید و تزریق گاز در مخزن است. در این روش میزان تولید از مخزن با تاریخچه فشار ادغام که سبب ارائه یک تصویر درست از تولید و افت فشار مخزن شده است. مهمترین کاربرد این روش بررسی علت افت فشار در مخزن است که آیا عوامل تثبیتی موجود در مخزن ناشی از یک عامل طبیعی است یا خیر؟ در این مدل (شکل ۱) به راحتی ما می توانیم در زمان قبل از تزریق گاز در مخزن رابطه بین افت فشار و تولید از مخزن را دریابیم . و در نتیجه می توانیم رفتار مخزن نسبت به تولید و افت فشار آن را در آینده پیش بینی کنیم. در این مخزن همانطور که از مدل تهیه شده پیداست(شکل ۱) تولید از این میدان در زمان دوره دوم که بیشترین تولید را داراست سبب افت شدید فشار شده است و دراین زمان (زمان تولید نفت در دوره دوم)هیچ گونه تثبیت فشاری در مخزن حادث نشده است. فرآیند تثبیت فشار در این مخزن در زمان هایی صورت پذیرفته که هیچ گونه تولیدی از این مخزن صورت نپذیرفته و یا تولید بسیار کم بوده است و در نتیجه می‌توان گفت بین تولید و فشار رابطه کاملاً معکوسی وجود دارد. این مدل نشان می‌دهد که ادامه تولید از این مخزن و عدم تزریق گازسبب تخلیه فشار و متوقف شدن تولید خواهد داشت. همانطور که از مدل پیداست در سالهایی که تولید صورت پذیرفته، فشار افت کرده که همزمان با متوقف شدن و یا کاهش شدید تولید فشار شروع به بازسازی خود کرده است. این بازسازی به علت خروج گازمحلول ازنفت مخزن وحرکت آن بسوی کلاهک بوده است و ربطی به پدیده طبیعی مثل هیدرودینامیک نداشته است. زیرا اولاً همزمان با تولید از مخزن در فواصل زمانی دوره های تولیدی فشار شدیداً در مخزن کاهش یافته و ثانیاً تثبیت در این میدان به علت عدم تولید و تزریق گاز بوده است و هیچ تثبیت فشاری در مخزن با فرآیند تولید زیاد صورت نپذیرفته است. پس می توان گفت که تثبیت فشار در این مخزن شدیداً متاثر از تولید بوده و تثبیت صورت گرفته دروغین است.با توجه به شکل مربوط به سطوح تماس آب ـ نفت بیشترین کج شدگی مربوط به جنوب شرق مخزن است(شکل ٦). با توجه به فشار آب مخزن(شکل ۵) و فرآیند تثبیت فشار(شکل۱ و ۵)، می توان دریافت که که همزمان با تولید نفت در سالهای ۱۳٤۵ تا ۱۳۵۸ فشار تحتانِی آب به شدت کاهش یافته و در این فاصله زمانی حدود ۱۳ سال هیچ گونه عامل جبران کننده ای در جلوگیری از این کاهش فشار و تثبیت آن در مخزن اتفاق نیفتاده است و همزمان با تولید نفت، کاهش شدید فشار آب را به همراه داشته است. این نتیجه را می توان از نمودار فشار آب چاهها و نمودار تولید و فشار مخزن(شکل ۵) استنباط کرد.این عدم وجود بازسازی فشاری خود بیانگر عدم وجود تغذیه آب در مخزن و بیانگر وجود هیدرودینامیک ضعیف آن است. با توجه به شکل ٦ بیشترین کج شدگی بین سطوح تماس نفت و آب از جنوب شرقی میدان گزارش شده است. بیشترین فشار آب مربوط به چاه شماره۱۱ است که در بخش جنوبی (جنوب شرقی) مخزن قرار دارد. پس از آن بیشترین مقدار فشار تحتانی آب مربوط به بخش شمالی و سپس غربی است. شیب لایه ها و هِیدرودِینامِیک کلِی در این ناحیه از سمت شمال به جنوب است. با توجه به کاهش شدید فشار آب در بخش غربی و ارتباط آن با مدل تولید و فشار می توان دریافت که به علت بسته ای عمل کردن مخزن و ایجاد سدهای تراوایی وعملکرد پراکندگی فشار (شکل ۷) مخزن این بخش تحت تاثیر آب قرار نگرفته است. با توجه به بالا بودن فشار آب در بخش جنوبی(جنوب شرق مخزن) و در ناحیه دارای شیب مخالف لایه ها و کمتر بودن فشارآب در شمال این میدان که در جهت شیب لایه ها وهیدرودینامیک کلی منطقه قرار دارد، می‌توان دریافت که هیچ هیدرودینامیکی در

Archive of SID

www.SID.ir

مخزن در این نواحی صورت نپذیرفته است.

این مطالعات با تغییر سطوح تماس سیالات مخزن کاملاً مخالف است. زیرا اولاً بررسی فشار آب در مخازن دارای هیدرودینامیک فعال نشان می دهد که آب همیشه از مناطق دارای فشار تحتانی و جریانی آب بیشتر وارد مخزن شده واز مناطق دارای فشار تحتانی و جریانی کمتر خارج می شود. مطالعات صورت پذیرفته نشان می‌دهد که درمخازن دارای هیدرودینامیک در جهت توصیف شده در جهت شیب لایه های مخزنی همیشه مقداراختلاف فشار بین دو نقطه مقداری مثبت است و در صورت بدست آمدن مقداری منفی این کج شدگی در سطوح تماس سیالات مخزنی به عوامل استاتیکی مربوط می شود. برای این منظور رابطه زیر را می توان برای هیدرودینامیک مخزن وفشار آن تعریف کرد (North,1990):

$$Hr=\Delta P*1/L$$

که در آن:

Hr= گرادیان هیدرودینامیکی بین بخش های مختلف یک مِیدان

ΔP = اختلاف فشار بین دو بخش مخزنی

L = طول بین دو بخش در این معادله

اگر $\Delta P>0$ شود هیدرودینامیک بین دو بخش مورد نظر اتفاق افتاده است و جریان هیدرودینامیک احتمالی با جهت کج شدگی منطبق است این در حالی است که اگر $\Delta P<0$ شود به هیچ وجه هیدرودینامیک اتفاق نیفتاده است و کج شدگی بین سطوح تماس سیالات مخزنی ناشی از یک عامل غیر هیدرودینامیکی است (جدول ۱). هرچه فاصله بین دوبخش کمتر باشد تغییرات فشار بین دو بخش کمتر است. با توجه به فشار سیالات در نقطه انتخابی، فشار آب در بخش های شمالی و غربی بسیار نزدیک به هم است و در بخش جنوبی دارای یک اختلاف فشاری حدود ۳۰ پام است که این مقدار فشار در مقایسه با کل مخزن بسیار ناچیز و از همه مهمتر در خلاف جهت شیب لایه‌های کلی ناحیه است (جدول ۲). مهمتر از همه کاهش بسیار شدید فشار جریان آب مخزن با گذشت زمان است که به حدود۱۱۰۰ پام می رسد (شکل ۵). این کاهش شدید فشار خود بیانگر عدم وجود عامل جبران کننده فشاری در مخزن است. با ادغام مربوط به وضعیت سطح تماس سیالات مخزنی و تولید (شکل ۲) که ارتباط آن با فشار در شکل ۱ تشریح شد می‌توان به تغییرات شدید این سطوح به هنگام تولید پی برد. مهمترین مزیت این روش تعیین تاثیر پذیری شدید سطوح تماس سیالات مخزنی با تولید و حرکت آهسته سطح تماس آب ـ نفت (حدود ٤٧ متر در دوره های تولیدی دوم و سوم) و گسترش زیاد سطح گاز ـ نفت که خود بیانگر عدم وجود هیدرودینامیک است اشاره کرد. همانطور که در این شکل دیده می شود همزمان با تولید شدید نفت در دوره دوم، سطح تماس بین نفت و آب دچار بیشترین کج شدگی و افتادگی شد و تا زمان انتهای این دوره زمانی در حال کاهش عمق وکاهش ستون نفتی بوده است. این موضوع نشان دهنده تاثیر پذیری شدید سطوح سیالات و تولید از مخزن را دارد. زیرا در صورت وجود یک هیدرودینامیک در مخزن سطح تماس بین آب و نفت دچار تغییرات بسیار جزیی می شد. همچنین همگام با تولید نفت از مخزن به واسطه جابجایی سطح نفت ـ آب به توسط آب، این سطح به سوی قسمت فوقانی مخزن حرکت می‌کرد و باعث بالا آمدن این سطح می شد. نکته قابل توجه دیگر در این مطالعه عدم برگشت آب به سطح قبلی خود در هنگام تولید و ایجاد فاصله زیاد بین سطح تماس نفت و آب (گسترش زون تدریجی) در زمان تولید و یا به عبارتی عدم تثبیت فشار در این زمان (زمان تولید) است.در زمان‌هایی که هیچ تولیدی از مخزن صورت نپذیرفته است سطح تماس سیالات مخزنی در بالاترین حد خود بوده ،که این خود بیانگر شرایط بازسازی شده مخزن به علت عدم تولید و بازسازی فشار خود ودرنتیجه بالا رفتن فشار نفت وآب است، که سبب نزدیک شدن این سطح به همدیگر و حل شدن بیشتر گاز در نفت شده است. بررسی های فشاری سیالات مخزنی خود می تواند اطلاعات زیادی در مورد هیدرودینامیک اعمالی در مخزن

Archive of SID

www.SID.ir

را نیز ارائه نماید. به عنوان مثال این بررسی در این مقاله نیز صورت گرفته است و حاکی از این مطلب است که در صورت ورود آب به مخزن در محلی که دارای بیشترین سطح تماس کج شده مخزنی است فشار نفت به علت اعمال فشار از سوی آب ورودی باید افزایش یابد و به موازات آن فشار گاز و از همه مهمتر فشار آب در ناحیه ذکر شده افزایش یابد. این در حالی است که در این مخزن در زمان فعلی فشار نفت وگاز در مخزن تقریباً نزدیک است و فشار آب با اختلاف جزیی و قابل در نظر نگرفتن، در جنوب شرقی دارای مقدار بیشتری است (جدول ۲)، که این مقدار در خلاف شیب لایه بندی کلی منطقه و در منطقه ای تکتونیزه است. مهمترین دلیل در اثبات گفته های فوق فشردگی شدید سنگ مخزن این ناحیه، کاهش تخلخل(شکل ۸) و تراوایی(شکل ۹) و نزدیک شدن خطوط تراز کانتوری است(شکل ۱۰).

مکانیسم های تولید:

در مخزنABC که یکی از مخازن شکافدار طبیعی محسوب می شود، رانش های فعال که در تولید نقش اصلی را بازی می کنند عبارتند از: انبساط کلاهک گازی، رانش گاز محلول ،رانش آبده و ریزش ثقلی است. با توجه به تاریخچه فشار مخزن که مورد بررسی قرار گرفت می‌توان پی برد که مکانیسم اصلی که در تولید نقش اصلی را دارد همان ریزش ثقلی است. زیرا مخزن از یک آبده فعال که بتواند فشار مخزن را تامین کند برخوردار نیست. همچنین کلاهک گازی مخزن به علت کوچک بودن نمی تواند سبب تثبیت گردد. پس از راه اندازی پروژه تزریق گاز در مخزن که به منظور فشار افزایی اجرا گردید،تزریق گاز به عنوان یکی از روش های ثانویه ازدیاد برداشت نیز به دیگر مکانیسم های تولید افزوده شده است. علاوه بر مکانیسم های ذکر شده دو پدیده نفوذ(Diffusion) و جابجایی(Convection) که مختص مخازن شکافدار است در این مخزن به خوبی مشهود هستند که این گفته را می توان از روی ترکیب نفت موجود در مخزن اثبات کرد.شاهد اصلی بر این مدعا ثابت بودن خواص سیال در بخشها و اعماق مختلف مخزن (جدول ۳) و همچنین مشابهت روند تغییرات فشار باGOR تولیدی (شکل ۳) است.

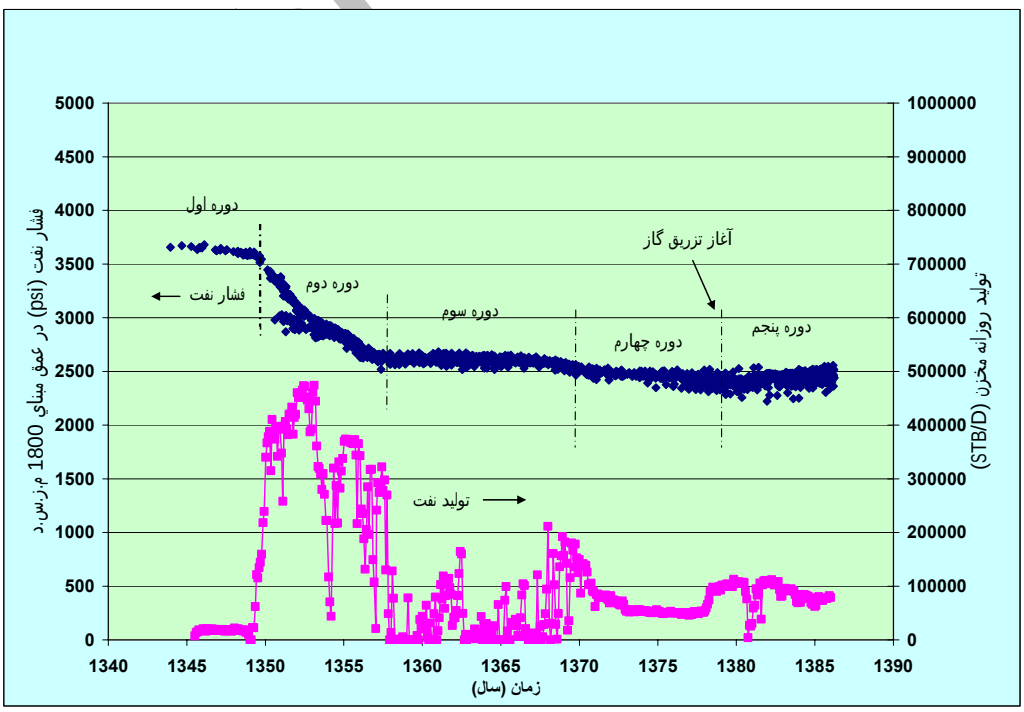
پراکندگی فشاری بخش‌های مختلف، تولید و تراوایی:

- میزان پراکندگی فشاری در بخش خود می تواند بهترین شاخص برای نشان دادن سدهای تراوایی وعدم پیوستگی در شرایط مخزنی باشد(شکل ۷). از نظر تعریف می توان گفت بسته های فشاری در یک مخزن عبارتست از تغییرات شدید فشاری در بخش های مختلف یک مخزن به علت تغییرات لیتولوژیکی وتکتونیکی که سبب عمل کردن سنگ مخزن بصورت بسته های کوچک و مجزا می شود. به عنوان مثال در این میدان بدترین پراکندگی فشاری را بخش غربی داراست (شکل ۷). این بخش دارای بدترین شرایط تولید(شکل ۱۱) و تخلخل و تراوایی است (شکل های ۸ و ۹). گسترش سد های تراوایی در این محدوده از مخزن سبب بسته ای عمل کردن این قسمت ازمخزن شده است. در نتیجه تولید کمتر از مخزن و هزینه زیاد حفاری چاههای آن را سبب شده است .مهمترین راهکاری که می توان برای این بخش‌ها ارائه داد حفاری چاهها با فواصل نزدیک و ایجاد شکستگی مصنوعی هیدرولیکی است. مطالعات نشان داده است که بخش های دارای چنین خصوصیتی دارای تولید و تراوایی کمتر ناحیه ای است. بنابراین می توان یک اصل بین گسترش پراکندگی فشاری بخش های مختلف مخزن و میزان تخلخل و تراوایی و تولید تعریف کرد و آن این است که: میزان پراکندگی بیشتر= میزان تخلخل و تراوایی کمتر + میزان تولید کمتر. البته نباید فراموش کرد که تخلخل به نوع لیتولوژی نیز بستگی دارد و بسته به شرایط دیاژنز نیز تغییر می کند (Flugel,2004). ولی این رابطه همیشه برای تراوایی و پراکندگی فشاری صادق است. قابل ذکر است که پراکندگی فشاری بخش های یک

Archive of SID

www.SID.ir

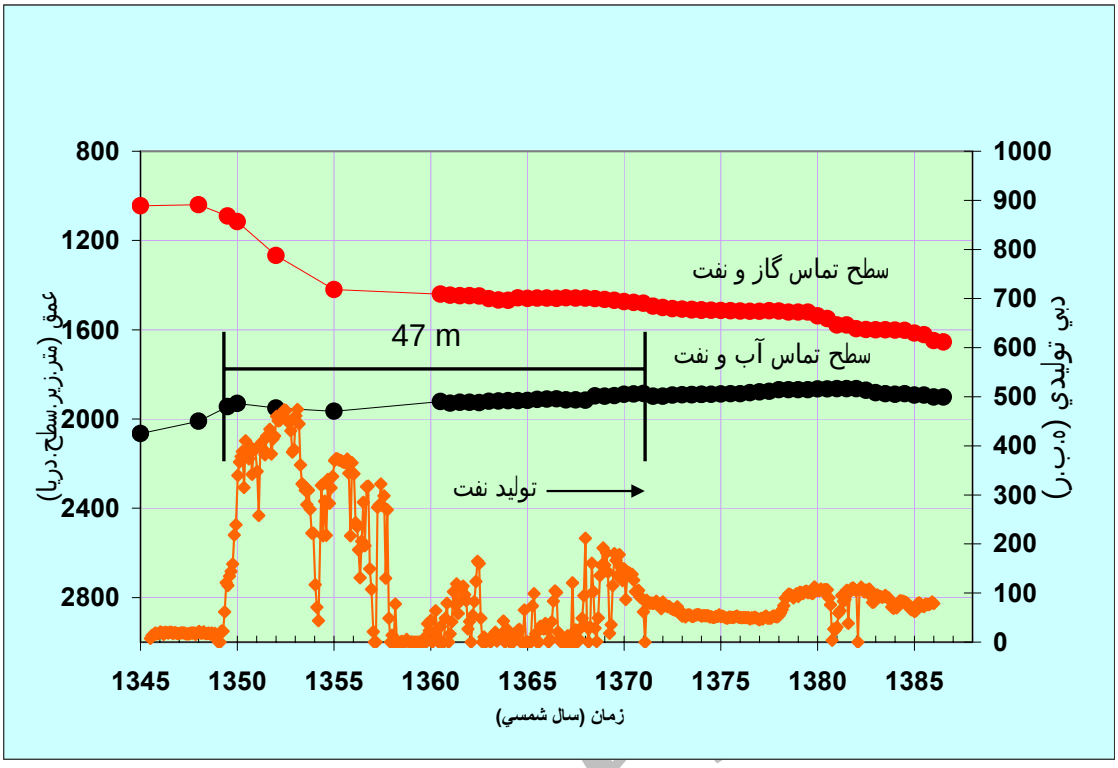
مخزن با نرخ تولید بخش بواسطه تخلخل و تراوایی ذکر شده نیز رابطه مستقیم دارد. مهمترین ارتباط این بخش ها با پدیده هیدرودینامیک مخزن این است که به هیچ عنوان آب نمی تواند در این بخش ها نفوذ کند و تغذیه مخزن از سمت این گونه بخش ها صورت نمی پذیرد .**بخش بندی مخزن:**بر اساس اطلاعات فشار ساکن چاهها و همچنین آزمایشات بهره دهی (PL) چاههای مخزن ABC را می‌توان به سه بخش شمالی ،جنوبی وغربی تقسیم بندی کرد(شکل ۱۲). روند فشارهای ساکن در سه بخش مذکورتا حدود زیادی بر هم منطبق است (شکل ۷). با این تفاوت که در بخش غربی محدوده تغییرات فشارهای ساکن گسترده تر و به تعبیر دیگر پراکندگی آن ها بیشتر است که دلیل اصلی آن کاهش شدید میزان شکاف ها و شکستگی ها با توجه به گسترش لیتولوژی های تبخیری و بر اساس مطالعات FMI و Image logs و گرافیک لاگهای حاصله از خرده های حفاری در بخش غربی است. همچنین علت تقسیم کردن شرق مخزن به دو بخش شمالی وجنوبی با وجود تطابق فشار های ساکن این دو بخش با هم دیگر این است که بر اساس نتایج تفسیر آزمایشات شاخص بهره دهی (PL) وضعیت سنگ مخزن در بخش شمالی از لحاظ میزان شکستگی ها بسیار بیشتر از دیگر نقاط مخزن می باشد. نتایج این آزمایشات بیانگر آن است که به دلیل شدت شکستگی ها در بخش شمالی نفوذپذیری شکاف های مخزن از دیگر قسمت ها بالاتر و میانگین آن هم آن گونه که در شکل ۹ نشان داده شده در حدود ۷۳۰ میلی دارسی محاسبه گردیده است. همچنین در این بخش افت فشار تحتانی چاه ها (Draw down) بسیار پایین است(شکل ۷).در بخش جنوبی مخزن توسعه شکستگی ها تا حدودی ادامه داشته اما در مقایسه با بخش شمالی میزان تراوایی آنها کمتراست .در بخش جنوبی میانگین نفوذ پذیری در حدود ۴۹۰ میلی دارسی محاسبه شده است.در بخش غربی مخزن میزان شکاف ها در سنگ مخزن به شدت کاهش می یابد که به نظر می رسد دلیل آن توسعه لایه‌های نمکی به علت عملکرد گسل و قرار گرفتن لایه های نمکی گچساران در مقابل لایِه مخزنِی و بخش انهیدریتی کلهر در این ناحیه از مخزن می باشد. از ویژگی چاه های این ناحیه مخزنی زیاد بون میزان افت فشار تحتانی (Draw down)) چاه هاست که سبب شده تولید از آنها با مشکلات زیادی روبرو گردد(شکل ۷).



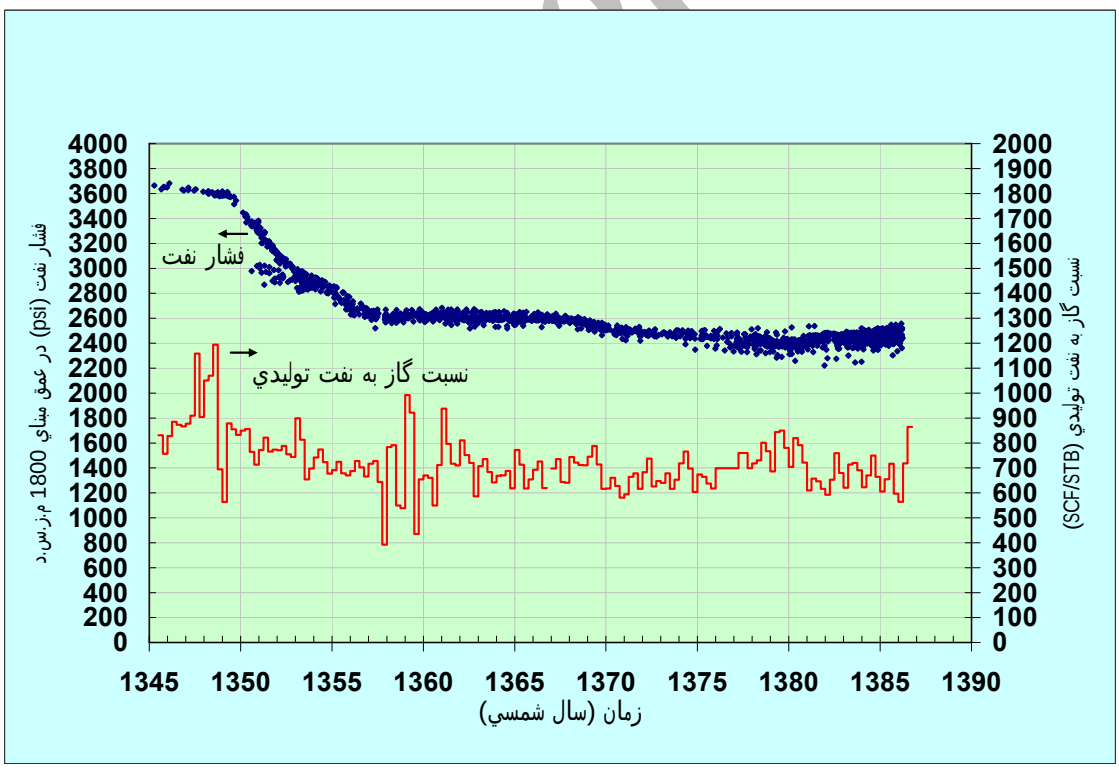
شکل ۱ : تاریخچه و علت یابی تثبیت فشار در مخزن

Archive of SID

www.SID.ir

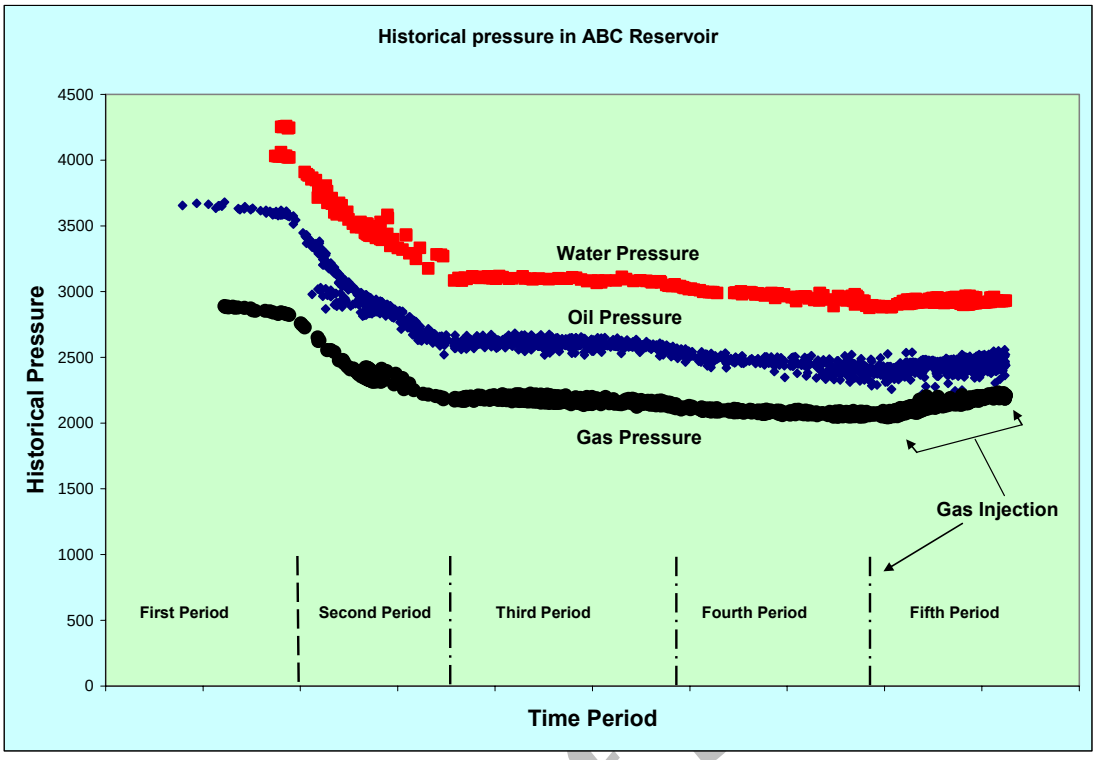


شکل ۲ : تغییرات سطوح تماس سیالات مخزنی در طول تولید از مخزن

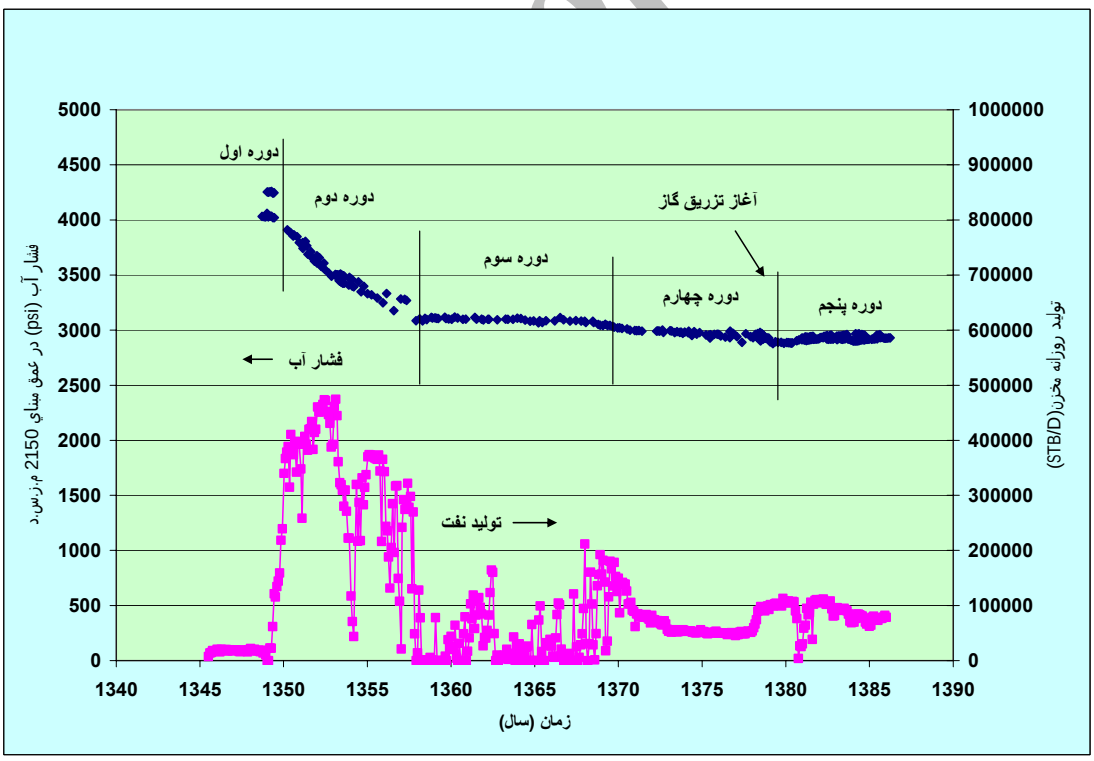


شکل ۳ : تغییرات نسبت گاز به نفت تولیدی در مخزن

www.SID.ir

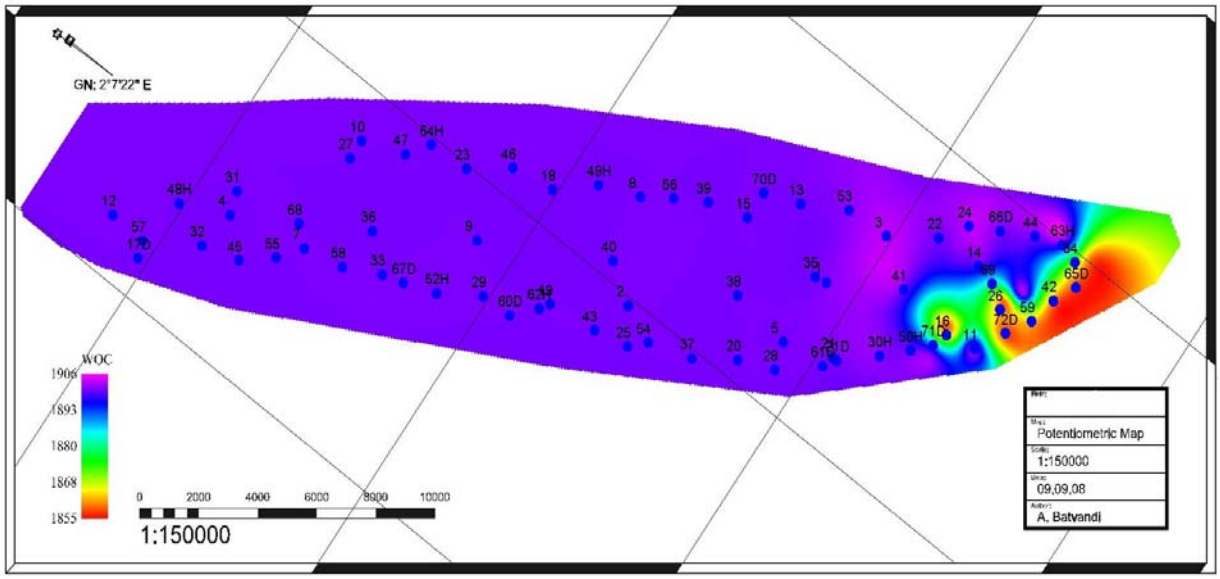


شکل ٤ : تاریخچه تغییرات فشار سیالات مخزنی

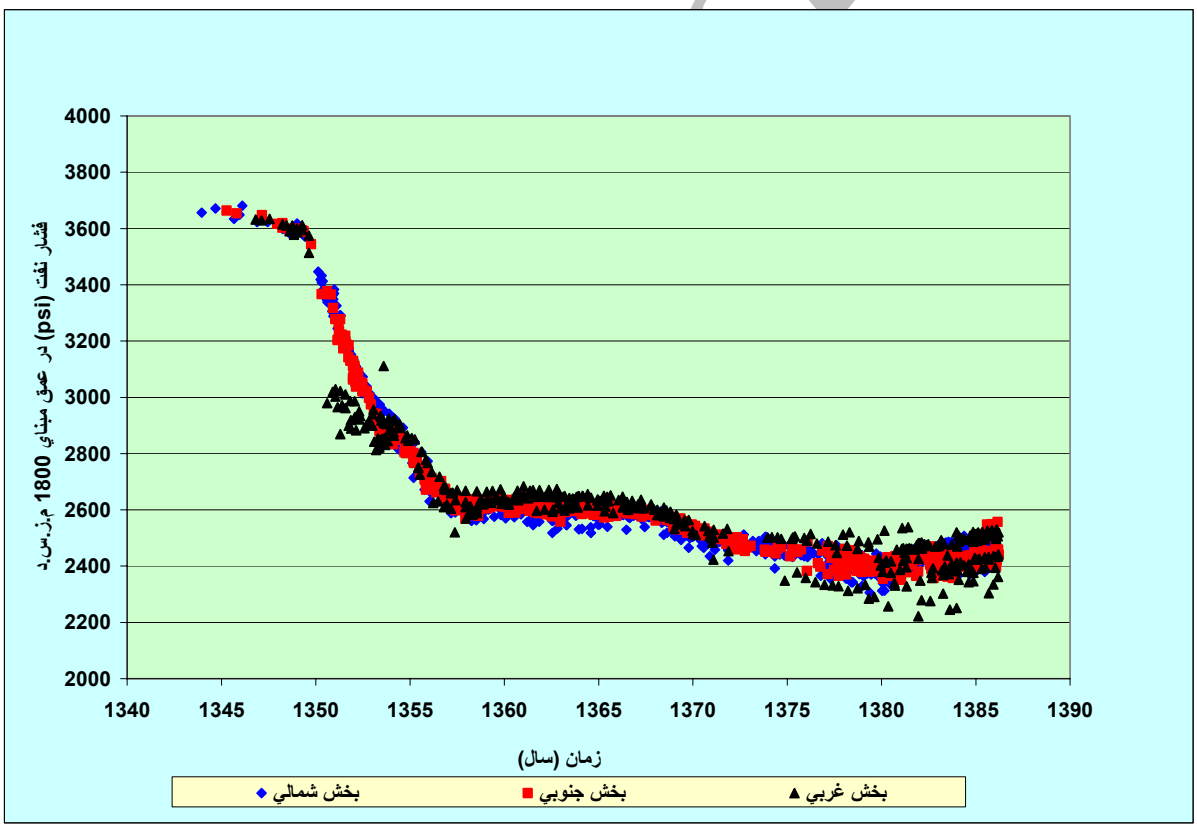


شکل ٥ : تاریخچه تغییرات فشار آب مخزن و تولید در مخزن

www.SID.ir



شکل ٦ : تغییرات سطح تماس آب ـ نفت در مخزن



شکل ۷ : پراکنش فشار در بخش هایِ مختلف مخزن

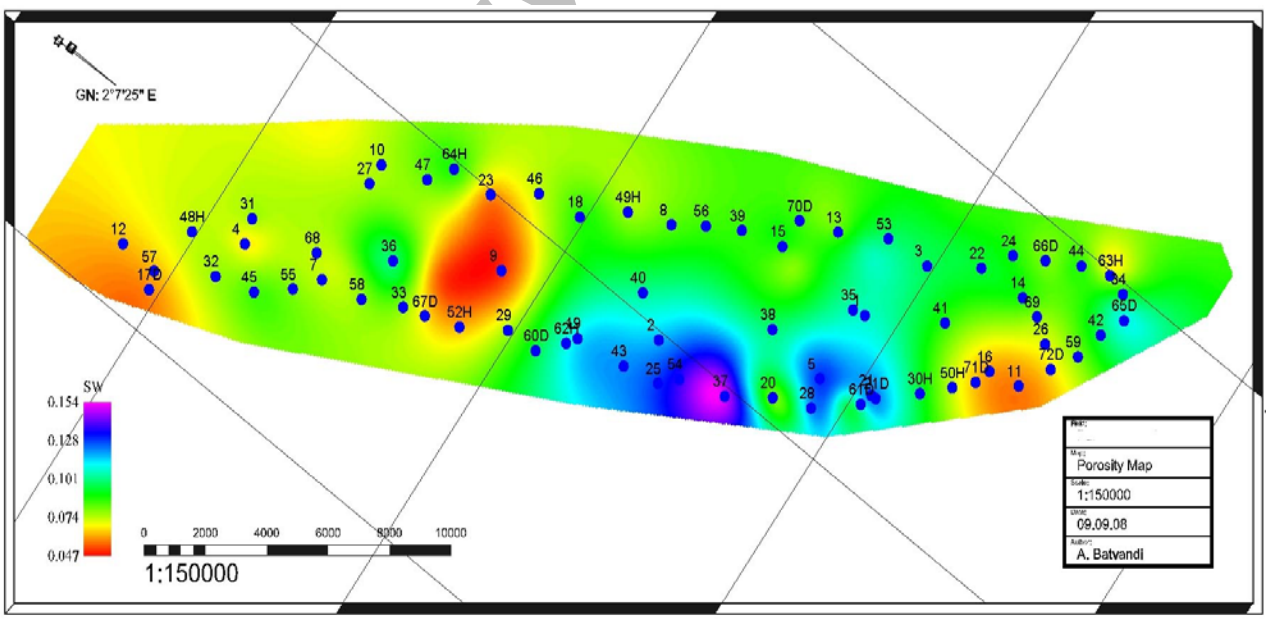
جدول ۱ : مقادِیر منفِی فشار بِین بخش هایِ مختلف مخزن

Type	Sector	P_2-P_1	ΔP(PSI)
Water	North-South	2929-2957	-19
	North-West	2929-2931	-3
Oil	North-South	2468-2468	0
	North-West	2468-2469	-1

www.SID.ir

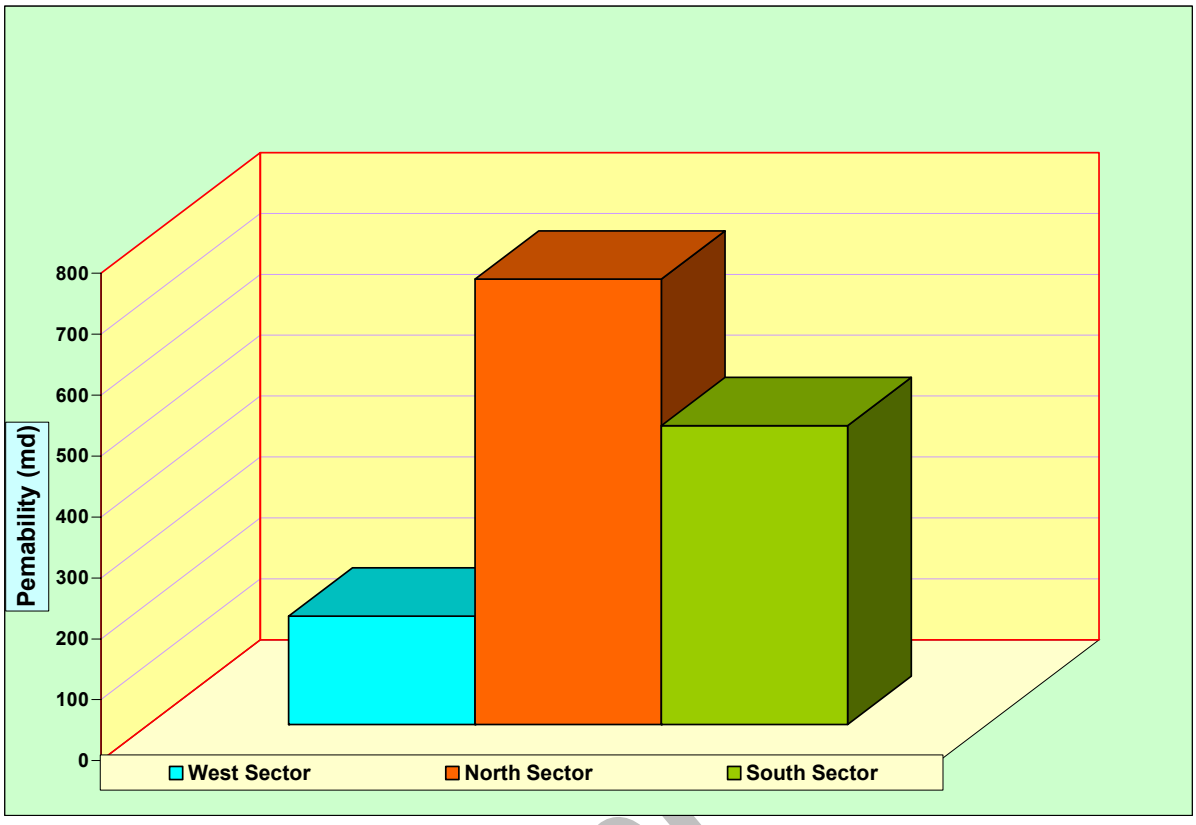
جدول ۲ : فشار سیالات مخزنی در نقطه انتخابی در مخزن

وضعیت زمانی	موقعیت جغرافیایی	میزان فشار(psi)	نوع سیال
اولیه	مخزن	۳۶۵۰	نفت
اولیه	مخزن	۲۸۸۵	گاز
اولیه	مخزن	۴۰۳۱	آب
فعلی	شمال	۲۴۶۸	نفت
	جنوب	۲۴۶۸	
	غرب	۲۴۶۹	
فعلی	شمال	۲۲۱۱/۵	گاز
	جنوب	۲۲۱۰	
	غرب	۲۱۹۸	
فعلی	شمال	۲۹۲۹	آب
	جنوب	۲۹۵۷	
	غرب	۲۹۳۱	

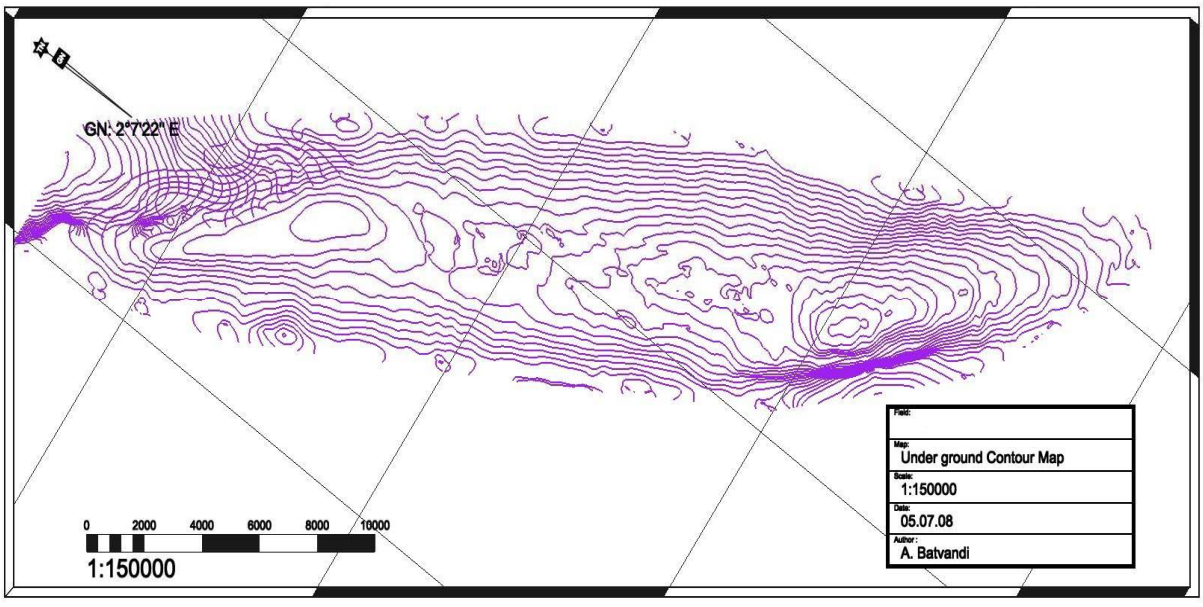


شکل ۸ : گسترش تخلخل در بخش هایِ مختلف مخزن

www.SID.ir

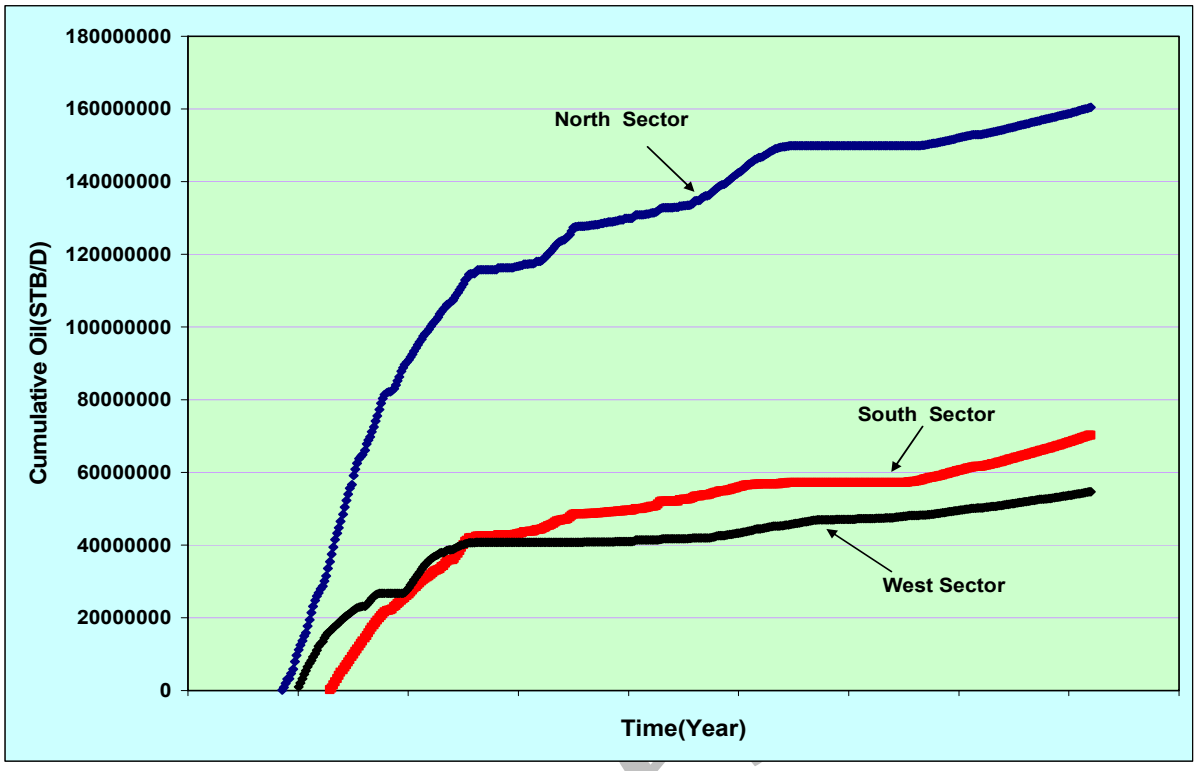


شکل ۹ : تراوایی در بخش های مختلف سنگ مخزن

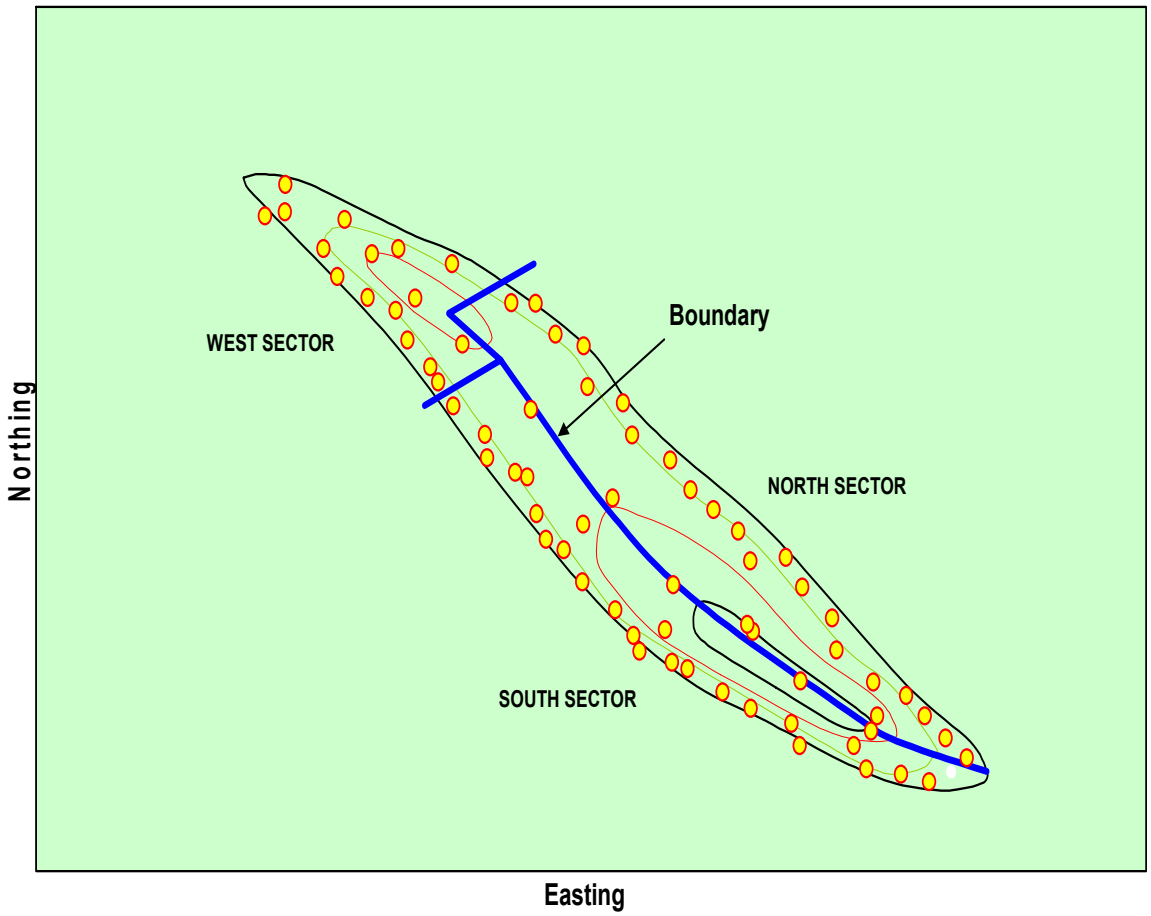


شکل ۱۰ : نقشه تراز ساختمانی مخزن

www.SID.ir



شکل ۱۱ : میزان تولید از بخش های مختلف مخزن



شکل ۱۲ : بخش بندی مخزن آسماری به منظور حداکثر بازیافت با توجه به فشار تحتانی چاهها ، GOR تولیدی و وضعیت هیدرودینامیک مخزن

www.SID.ir

جدول ۳ : ترکیب شیمیایی نفت در چاههای مختلف مخزن

COMPONENT	PR -1	PR- 2	PR- 4	PR- 7	PR-9	PR- 10	PR- 12	PR- 13	PR- 19	PR- 21	PR- 22
METHANE	41.91	42.42	45.4	42.75	40.795	40.588	42.586	42.927	42.107	36.739	40.854
ETHANE	10.06	9.75	9.08	8.293	7.969	8.64	8.667	8.971	8.851	8.521	9.016
PROPANE	6.09	5.79	5.77	5.246	5.334	5.651	5.68	5.782	5.677	5.778	6.208
ISO-BUTANE	1.54	1.04	1.03	0.849	0.876	1.027	0.994	0.914	0.928	0.995	1.176
NOR-BUTANE	3.04	3.13	2.86	2.372	2.464	2.715	2.616	2.773	2.555	2.798	2.952
ISO-PENTANE	1.45	1.13	1.27	1.181	1.264	1.245	1.539	1.157	1.247	1.256	1.497
NOR-PENTANE	1.7	1.77	1.57	1.521	1.514	1.529	2.15	1.504	1.54	1.568	1.849
HEXANES	3.06	2.78	2.99	2.055	3.253	2.056	2.174	1.977	2.727	2.784	3.745
HEPTANES & HIGHER	31.15	32.19	30.03	35.714	36.531	36.594	33.549	33.995	34.202	36.426	32.392
HYDROGEN SULPHIDE	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
CARBON DIOXIDE	*	*	*	0.019	*	*	*	*	0.166	0.135	0.311
TOTAL	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

نتیجه گیری:

۱- مخزنABC یک مخزن شکافدار طبیعی محسوب می گردد.دلیل این امر با استفاده از همخوانی روند GOR تولیدی با فشار و همچنین یکسان بودن خواص سیالات مخزن در بخش ها و اعماق مختلف نشان داده شد.

www.SID.ir

۲- مخزن بر اساس شاخص تولید، پراکنش فشار بخش‌ها، تراوایی فشار و وضعیت هیدرودینامیک به سه بخش شمالی، جنوبی و غربی تقسیم شد که بهترین بخش جهت توسعه بخش شمالی و سپس جنوبی مخزن است با توجه با پارامترهای بررسی شده است.

۳- جهت توسعه بخش غربی مخزن با توجه به خصوصیات سنگ آن (کربناته همراه با تبخیری) نیازمند استفاده از ایجاد شکاف مصنوعی درسنگ مخزن به منظور افت فشار تحتانی (Draw down) است.

٤- با توجه به اینکه مهمترین مکانیسم تولید ریزش ثقلی است، به منظورافزایش بازیافت نفت از بلوک های نفتی بالا بردن فشار مخزن بوسیله تزریق گاز ضروری است و حتی این کار باید قبل ازدوره سوم صورت می‌پذیرفت.

۵- با توجه به عدم گسترش مناسب سیستم شکاف در بخش غربی مخزن به منظور تخلیه ذخیره ثقلی این بخش لازم است تا علاوه بر استفاده از روش شکاف هیدرولیکی در سنگ مخزن تعداد چاههای این ناحیه بایستی افزایش یابد یا به عبارت دیگرباحفر چاههای جدید در

این بخش فاصله بین چاهها کمتر گردد.این روش بهترین راهکار جهت تخلیه نفت این بخش است.

٦- همانطور که در این مقاله به آن اشاره تولید ازاین مخزن بایستی در حد متعادل صورت گیرد.چرا که بالا بودن دبی تولیدی مخزن سبب کاهش شدید ضخامت ستون نفت و از دست دادن حجم زیادی نفت در سنگ مخزن می شود.

۷- مطالعات هیدرودینامیکی صورت پذیرفته نشان می‌دهد که کج شدگی سطح تماس سیالات مخزنی در ناحیه جنوب شرقی مخزن ناشی از عامل غیر هیدرودینامیکی است. و تغذیه هیدرودینامیکی در مخزن وجود ندارد لذا استفاده از روش تزریق گاز جهت ثابت نگه داشتن فشار الزامی است.

۸- مطالعات صورت پذیرفته در این مقاله نشان داد که تولید از یک مخزن با پراکنش فشاری چاهها رابطه عکس دارد.به عبارتی هرچه میزان این پارامتر در بخشی از مخزن کمتر باشد نرخ تولید روزانه و انباشتی از آن بخش بیشتر خواهد بود(شکل ۷ و ۱۱).

References:

– Aguilera, R., 2004, Effects of fracture compressibility on the Gas-in-place calculations of stress-sensitivity naturally fractured reservoirs, SPE paper 100451, Gas technology symposium, Calgary, May 15-17.

– Flügel, E., 2004, Microfacies of Carbonate Rocks Analysis, Interpretation, Application, Springer Verlag, Heidelberg, 997 pp

– Mancini, E.A., Blasingame, T.A., Archer, R., Panetta, B.J., Llinás, J.C., Haynes. C.D., and Benson, D.J., 2004, improving recovery from mature oil fields producing from carbonate reservoirs: Upper Jurassic Smackover Formation, Womack Hill field (eastern Gulf Coast, (U.S.A.). AAPG Bulletin; v. 88, p. 1629-1651.

– Matthews, J. D., Carter, J. N., Stephen, K. D., Zimmerman, R. W., Skorstad, A., Manzocchi, T., Howell, J.A., 2008, assessing the effect of geological uncertainty on recovery estimates in shallow-marine reservoirs: the application of reservoir engineering to the SAIGUP project. Petroleum Geoscience, V. 14, 35-44.

– North, F.K., 1990, Petroleum Geology- Unwin- Hyman. London.607 pp.

– Uma, K. O., and Mosto Onuoha, K., 1997, Hydrodynamic flow and formation pressures in the Anambra basin, southern Nigeria. Hydrological Sciences Journal, v.42, 141-145.

Archive of SID

www.SID.ir