

# ریشه‌یابی تولید آب ناخواسته از چاه‌های تولیدی یکی از میادین گازی ایران

مریم بلوریان<sup>\*</sup>، امین مرشدی‌پور، میشا پزشکی، ایمان دخت مصطفوی، ابراهیم جمالی و حسن اشراقی

گروه مهندسی نفت در شرکت نفت و گاز پارس

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۴/۲۷ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۴/۱۰

## چکیده

تولید آب ناخواسته از چاه‌های تولیدی گاز باعث ایجاد مشکلاتی برای تجهیزات فرآیندی سکو، خطوط لوله دریایی و پالایشگاه می‌شود. به منظور رفع مشکلات تولید آب و کنترل آن می‌بایستی دلایل تولید آب ریشه‌یابی گردد تا بتوان ضمن نگه‌داشت تولید گاز به کنترل تولید آب و پیشگیری از روند افزایشی آن پرداخت. به منظور ریشه‌یابی دلایل تولید مقادیر نامتعارف آب ضمن ارزیابی یکپارچه اطلاعات موجود تمامی دلایل احتمالی موثر در تولید آب از یک چاه در تمام چاه‌های تولیدی یکی از میادین گازی ایران از ابتدای تولید تاکنون بررسی شد. بررسی تاریخچه نرخ تولید آب در تمام چاه‌های مطالعه، موبد این موضوع می‌باشد که در تعدادی از چاه‌ها رفتار تولید آب ناخواسته وجود دارد. ابتدا دلایل احتمالی تولید آب اضافه با استفاده از نمودارهای چن برای هر چاه، بررسی شد و سپس جهت ریشه‌یابی، تمامی عوامل احتمالی از جمله تاریخچه حفاری چاه‌ها، گزارش‌های تمیزسازی چاه بعد از عملیات‌های مشبک‌کاری و اسیدکاری، بازه‌های مشبک‌کاری چاه‌ها، فاصله از سطح تماس آب و گاز، بررسی کیفیت سیمان جداری با استفاده از لاگ‌های بندش سیمان در ناحیه مخزنی، موقعیت قرارگیری چاه‌ها نسبت به گسل‌ها و شکستگی‌ها، آزمون چاه‌های انحرافی در ارتباط با جهت ماکزیمم استرس میدان مورد بررسی قرار گرفت. شاخص تولید چاه‌ها از ابتدای تولید در ارتباط با مقدار تولید آب در طول بازه‌ی تولید مورد بررسی قرار گرفت، افت قابل ملاحظه شاخص تولید در چاه‌های با نرخ تولید آب ناخواسته کاملاً مشهود می‌باشد که با شناسایی منابع تولید آب ناخواسته و رفع مشکل مقدار تولید چاه را می‌توان بهبود بخشید. با توجه به شواهد موجود مشخص گردید که تولید آب ناخواسته در اکثر چاه‌ها ارتباطی به صورت مستقل با کیفیت سیمان، فاصله از سطح تماس، فواصل مشبک‌کاری ندارد و موثرترین علت احتمالی می‌تواند ارتباط چاه با شبکه گسله و شکستگی‌های مرتبط با آن با همراهی سایر عوامل باشد.

**کلمات کلیدی:** تولید آب ناخواسته، مدیریت آب تولیدی، مخزن کربناته گازی، آزمایشات چاه، شبکه گسل‌ها و شکستگی‌ها

\*مسئول مکاتبات

m.bloorian@ut.ac.ir

آدرس الکترونیکی

شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/pr.2024.5183.3301)

## مقدمه

امروزه شرکت‌های نفتی در جهان هزینه‌های سنگینی را به علت تولید آب ناخواسته از مخازن متحمل می‌شوند. میانگین برش آب تولیدی در دنیا بیش از ۷۰٪ گزارش شده است. با احتساب هزینه عملیاتی در حدود ۰/۵ دلار به ازای هر بشکه، در مجموع هزینه‌ای بالغ بر ۴۰ میلیارد دلار در سال خواهد داشت [۱]. منظور از مدیریت آب تولیدی، کاهش تولید آب، کاهش هزینه‌های تصفیه و به کارگیری راه-حل‌هایی جهت کاهش تولید آب با بهره‌گیری از امکانات موجود می‌باشد [۲].

بسیاری از تکنولوژی‌های نوین که با هدف کاهش تولید آب ناخواسته ارائه شده است قادر به کنترل و جلوگیری از آب ناخواسته صرفاً در مقیاس آزمایشگاهی [۳ و ۴] و گاهاً کنترل موقتی تولید آب در مقیاس میدانی می‌باشند [۵، ۶ و ۷]. مروری بر مطالعات صورت گرفته در این زمینه نشان می‌دهد که دلیل اصلی عدم کارایی روش‌های ارائه شده در رفع مشکلات تولید آب ناخواسته و کنترل دائمی آن، عدم شناخت کافی از منشاء ورود آب به چاه و در نتیجه به کارگیری راه‌حل‌های نامناسب در رابطه با آن بوده است. بنابراین ارزیابی یکپارچه اطلاعات موجود مرتبط با مخزن و چاه در تشخیص علت ورود آب به چاه‌های تولیدی در میدان بسیار ضروری می‌باشد.

در سال ۱۳۹۵، راهرو به بررسی علل شوری و منشاء آب‌های تولیدی در چاه‌های مخازن گازی جنوب ایران با تمرکز بر میدان گازی شانول پرداخته است. مخزن گازی شانول از مخازن منطقه عملیاتی پارسین واقع در جنوب ایران می‌باشد که با گذشت زمان، آب تولیدی برخی از چاه‌های این مخزن شور شده و با کاهش تولید گاز همراه بوده است. منشاء آب شور تولیدی با استفاده از نتایج آنالیز هیدروشیمیایی و ایزوتوپی بررسی شد. نتایج نشان داد در طول زمان غلظت عناصر آب

شور تولیدی به علت تبخیر و واکنش‌های بین آب-سنگ و آب-گاز تغییر می‌کند. در اثر تبخیر، غلظت همه یون‌ها تا حد اشباع غنی شده و با گذشت زمان غلظت یون‌های استرانسیم، کلسیم، منگنز، ید و لیتیم افزایش و غلظت یون‌های سدیم، منیزیم و سولفات کاهش می‌یابد و بالا آمدگی آب شور آبد در این مخزن صورت نگرفته است [۸].

حسن‌زاده و همکاران به بررسی پدیده مخروطی شدن آب در یکی از مخازن گازی شکافدار ایران پرداختند. آنها در مطالعات خود به شبیه‌سازی یک مدل مصنوعی با استفاده از داده‌های واقعی در یک سیستم شعاعی پرداختند. اثر پارامترهای مختلف مخزنی روی میزان درصد برش آب تولیدی را مورد تجزیه و تحلیل قرار دادند. نتایج آن‌ها نشان داد که تزریق جریان سیال غیرتراوا در لایه‌های زیرین سازندهای تولیدی باعث کاهش میزان درصد برش آب تولیدی می‌شود و زمان رسیدن مخروط به دهانه چاه را افزایش می‌دهد. تراوایی شکاف، ضخامت ستون گاز، نرخ جریان گاز، تعیین موقعیت تکمیل چاه و قدرت آبد از مهم‌ترین پارامترهای تشکیل دهنده و تشدید کننده این پدیده معرفی شدند [۹].

نیک‌پی با استفاده از آنالیز داده‌های واقعی یک چاه تولیدی که مشکل تولید آب داشت و شبیه‌سازی مدل تک چاه به بررسی دلایل تولید آب در یکی از میادین گازی شکافدار ایران پرداختند. نتایج حاصل از این مطالعه نشان می‌دهد که دلیل اصلی تولید آب در این چاه مخروطی شدن آب می‌باشد. در همین راستا در این مطالعه عوامل مؤثر بر پدیده مخروطی شدن و آنالیز حساسیت روی پارامترهای مختلف شکاف و ماتریکس از جمله تراوایی و تخلخل بررسی کردند. نتایج این بررسی نشان می‌دهد که عواملی چون تراوایی عمودی و افقی شکاف، تراوایی افقی ماتریکس، تخلخل شکاف و ماتریکس تأثیر مهمی در زمان میان شکنی آب و تولید آن دارد [۱۰].

از شبیه‌سازی مدل تک چاه شعاعی پرداخت. هدف عمده از این مطالعه ارائه یک استراتژی بهینه جهت تولید حداکثری از مخزن و در عین حال کم‌ترین هزینه عملیاتی مربوط به آب تولیدی از مخزن می‌باشد. آن‌ها در مطالعات خود دبی بهینه جهت تولید حداکثری گاز، تولید حداقلی آب و به تأخیر انداختن زمان میان‌شکنی آب را تعیین نمودند [۱۴].

در این مقاله با توجه به تفاوت‌های عمده و شاخص در تولید آب از چاه‌های یک سکو سعی بر آن شده است تا با نگاهی به مکانیزم و دلایل تولید آب ناخواسته، منشا آب تولیدی شناسایی و با شناخت عوامل مؤثر در تولید آنها از چاه بتوان ضمن کنترل مقادیر تولید کنونی آب در حفر چاه‌های آتی از بروز این مشکل پیشگیری کرد.

#### دلایل تولید آب ناخواسته

لازمه یک عملیات موفق در جهت جلوگیری یا کاهش تولید آب ناخواسته، تعیین مکانیسم و منشاء آب تولیدی می‌باشد. شناسایی منشاء تولید آب نیز نیازمند شناخت دلایل احتمالی تولید آب می‌باشد. به طور کلی، دلایل تولید آب ناخواسته به سه دسته مشکلات مکانیکی، مشکلات چاه و مشکلات مخزنی تقسیم می‌شوند [۱ و ۱۵].

#### مشکلات مکانیکی

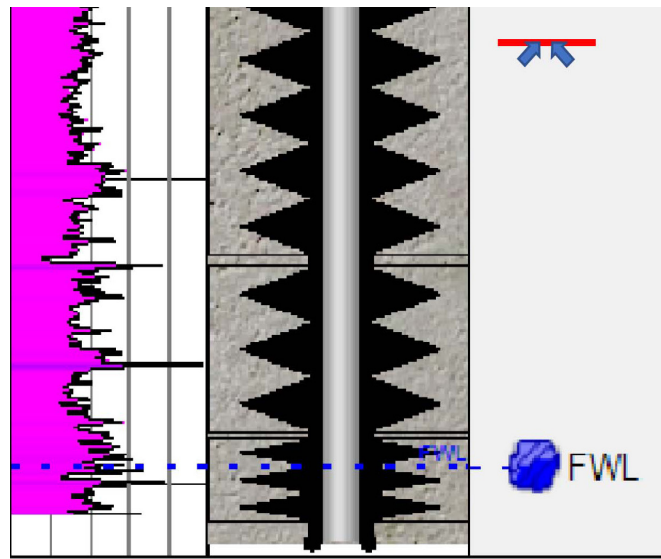
مشکلات مکانیکی می‌تواند عمدتاً ناشی از نشستی و شکستگی لوله‌های پوششی (جداری/آستری) باشد. نشستی لوله‌های پوششی که ممکن است به دلیل خوردگی یا اعمال تنش ایجاد شود، می‌تواند راهی برای ورود آب به درون چاه ایجاد کند (شکل ۱). این نشستی ممکن است در قسمت آبد و یا در فواصل مشبک‌کاری اتفاق بیفتد. در هر حالت با ورود آب به درون ستون چاه و سنگین شدن ستون چاه نرخ تولید هیدروکربن کاهش می‌یابد. شکستگی لوله‌های جداری باعث ورود سیالات به دهانه چاه و آلوده شدن سیال تولیدی می‌گردد [۱].

پوو همکاران به مطالعه داده‌های تولید و نیز دلایل تولید آب از یک مخزنی گازی شکافدار با آبد قوی در کانادا پرداختند که به علت تولید آب زیاد، در این مخزن میزان بازیافت گاز بسیار پایین گزارش شده است که مشخص گردید علت اصلی تولید آب ناخواسته در این میدان پدیده مخروطی شدن می‌باشد [۱۱].

بوسا در مطالعات خود به بررسی دلایل تولید آب از یکی از مخازن گاز میعانی الجزایر پرداخت. او بیان کرد که مخزن مورد مطالعه با وجود دارا بودن خواص پتروفیزیکی مطلوب، به علت تولید قابل توجه آب با شوری بالا دارای ضریب بازیافت به شدت پایینی می‌باشد. همچنین تولید آب با شوری بالا هزینه‌های عملیاتی زیادی را به شرکت بهره‌بردار تحمیل کرده است و بسیاری از چاه‌های تولیدی این میدان به علت تولید بالای آب بسته شده‌اند. او با استفاده از نمودارنگاری تولید و آنالیز داده‌های چاه به این نتیجه رسید که تولید آب عمدتاً ناشی از مشکلات چاه و تکمیل نادرست آن می‌باشد [۱۲].

چنگ و همکاران به بررسی سازوکارهای تولید آب از یکی از مخازن گازی کربناته در ترکمنستان پرداختند. آنها از اطلاعات مربوط به خواص فیزیکی آب تولیدی و داده‌های نسبت آب به گاز تولیدی جهت یافتن منبع و منشاء تولید آب بهره گرفتند. نتایج مطالعات آنها نشان می‌دهد که در بازه‌های مختلفی از عمر تولید مخزن مکانیزم غالب در تولید آب را می‌توان به سه دسته تقسیم کرد. در ابتدای تولید، علت تولید آب به مخروطی شدن آب در ماتریکس اختصاص داده شده است. سپس تولید آب از طریق شبکه شکاف شناسایی شده است و در نهایت، راه یابی آب به چاه تولیدی از طریق لایه‌های با تراوایی بالا و وجود گسل به عنوان مکانیزم غالب گزارش شده است [۱۳].

ترن به بررسی اثر خواص سازندی مخزن، آبد و دبی تولید بر میزان بازیافت نهایی در یکی از مخازن گاز میعانی ماسه سنگی در ویتنام با استفاده



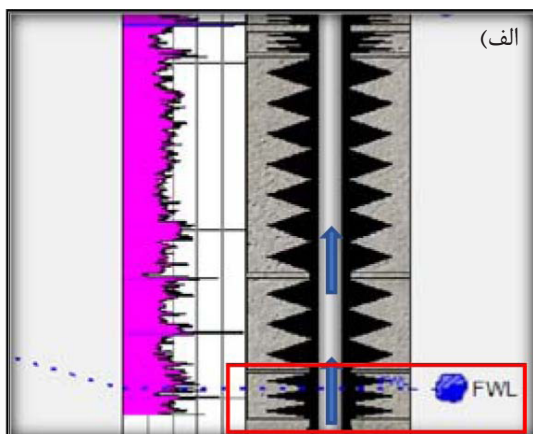
شکل ۱ نشستی لوله‌های پوششی و راه‌یابی آب به چاه تولیدی

### مشکلات تکمیل چاه

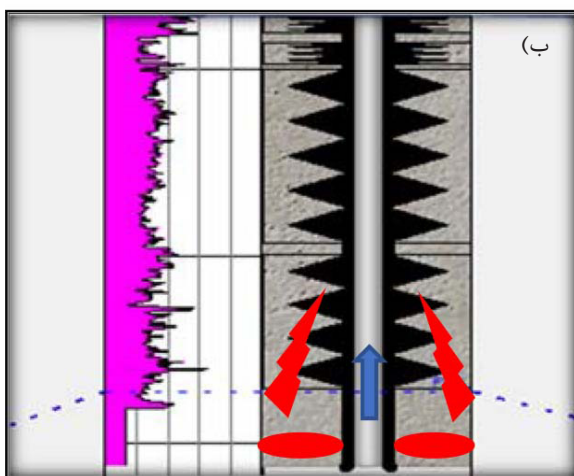
یکی از دلایل تولید آب می‌تواند مشکلات مرتبط با تکمیل چاه به صورت نادرست باشد. سیمان‌کاری نامناسب لوله‌های جداری و جریان آب از لایه آبدۀ به درون ستون چاه، تکمیل چاه در لایه‌های آبدۀ یا نزدیک به سطح تماس آب - هیدروکربن، ایجاد شکاف‌های القایی در زمان حفاری و راه‌یابی آب از این شکاف‌ها به درون چاه، عدم شناخت کافی از مخزن و شبکه شکاف با ایجاد بازه مشبک در محدوده این شکاف‌ها و راه‌یابی آب به درون ستون چاه از جمله مهم‌ترین مشکلات مرتبط با تکمیل چاه می‌باشد (شکل ۲). مطالعات نشان می‌دهد که اگر تولید آب نسبت به طول عمر چاه خیلی زودتر اتفاق بیافتد، مشکل تولید آب عمدتاً ناشی از تکمیل نادرست چاه است [۱۵].

### مشکلات مخزنی

بخش عمده دلایل تولید آب در مخازن هیدروکربنی مرتبط با مشکلات مخزنی قلمداد می‌گردد. در مخازنی که تراوایی عمودی در آنها نسبتاً پایین است به دلیل افت فشار مخزن، حرکت عمودی آب در مخزن به صورت یکنواخت روی داده و با بالا آمدن آب، آزدگی اتفاق می‌افتد.



(الف)



(ب)

شکل ۲ الف) تکمیل چاه در لایه‌های آبدۀ ب) نقش کیفیت نامناسب سیمان در تولید آب از لایه آبدۀ

عملیات حفاری نیز می‌تواند منجر به ایجاد کانال ارتباطی بین چاه‌های تولیدی و لایه‌های آبد در همراهی با سایر عوامل از جمله مشکلات مرتبط با تکمیل چاه باشد. همچنین، عملیات اسیدکاری می‌تواند باعث بازتر شدن دهانه شکاف و افزایش مقدار تولید آب گردد. شکاف‌های القایی که به طور ناخواسته به لایه آبی متصل می‌شوند نیز می‌توانند آب را از لایه‌های پایینی به چاه رسانده و باعث بروز مشکل می‌گردد (شکل ۳).

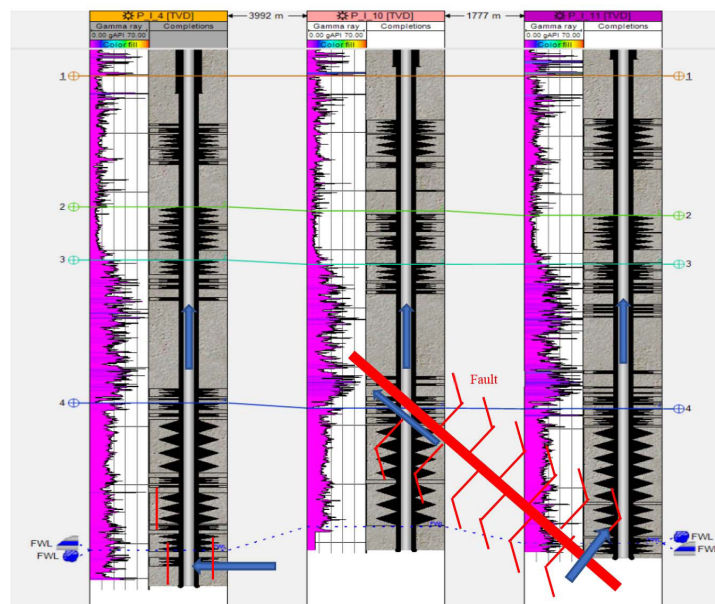
### منابع و منشأ آب تولیدی

منابع آب تولیدی می‌تواند شامل آب سازند، آبد مخزن و یا آب تزریقی باشد. آب سازند از لایه‌های با اشباع بالا در مجاورت لایه‌های تولیدی ناشی می‌شود. تعداد زیادی از مخازن نیز در مجاورت آبران و یا تحت تأثیر آبران لبه‌ای<sup>۱</sup>، آبران حاشیه‌ای<sup>۲</sup> و یا آبران پایینی<sup>۳</sup> هستند. آب تزریقی به مخازن که در بازیافت ثانویه و ثالثیه مخازن هیدروکربنی مورد استفاده قرار می‌گیرد نیز می‌تواند یکی دیگر از منابع آب تولیدی قلمداد کرد.

وجود لایه تراوا و عدم وجود جریان عرضی یکی دیگر از مکانیزم‌های تولید آب از مخازن می‌باشد. به علت مشکلات مربوط به جاروب‌زنی عمودی در مخازنی با آبد جانبی، آب می‌تواند از طریق لایه‌هایی با تراوایی بالا به درون چاه تولیدی وارد شود. بنابراین در چنین مواردی تشخیص وجود یا عدم وجود جریان عرضی از اهمیت بالایی برخوردار است.

یکی دیگر از مکانیزم‌های تولید آب در مخزن پدیده مخروطی شدن آب است. در اطراف دهانه چاه به دلیل تولید بیش از حد و افت فشار این پدیده اتفاق می‌افتد و علت اصلی آن، غلبه نیروهای گرانشی بر نیروهای گراویته است که آب را در زیر لایه هیدروکربنی نگه داشته و افت فشار بیش از حد ایجاد شده سبب نفوذ آب از اعماق دور به دهانه چاه می‌شود. به همین دلیل آب تمام یا بخشی از لایه‌های هیدروکربنی را اشغال نموده و از طریق مشبک‌ها یا حفره باز به درون چاه راه می‌یابد [۱].

گسترش شکستگی‌های طبیعی در ارتباط با گسل‌ها یا شکستگی‌های مصنوعی ایجاد شده در ارتباط با



شکل ۳ مشکلات مرتبط گسل‌ها و گسترش شبکه شکستگی‌ها

1. Edge Drive
2. Peripheral Drive
3. Bottom Drive

روش انجام کار و ابزارهای شناسایی مکانیزم و منبع تولید آب ناخواسته

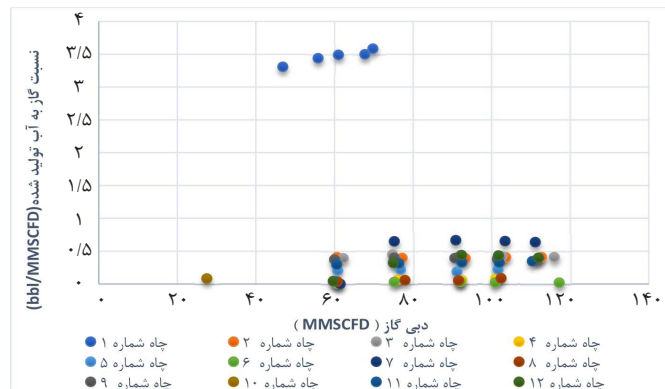
براساس مطالعات پایه‌ای مهندس مخزن و آنالیز تعدادی از موارد عملی، محققان به موارد متعددی از مشکل تولید آب پی برده‌اند و دستورات عمل‌هایی برای آن پیشنهاد داده‌اند [۱۶، ۱۷، ۱۸، ۱۹]. به طور کلی، در اکثر مطالعات صورت گرفته جهت تعیین مکانیزم و محل تولید آب از اطلاعات مربوط به تولید از چاه و تاریخچه تولید (نمودار بازیافت، تولید آب و افت تولید) [۱۷]، نمودارهای گرفته شده از چاه مانند نمودارنگاری تولید [۹]، اطلاعات مربوط به آزمایش چاه [۲۰]، اطلاعات مربوط به نمودارهای پتروفیزیکی [۲۱]، اطلاعات مربوط به نمودارهای تصویری [۱]، بررسی تغییرات میزان تولید نمک و آب با دبی تولیدی و اندازه‌گیری میزان یون‌های آب تولیدی [۱۳، ۲۲ و ۲۳] استفاده شده است.

بررسی داده‌های تولید

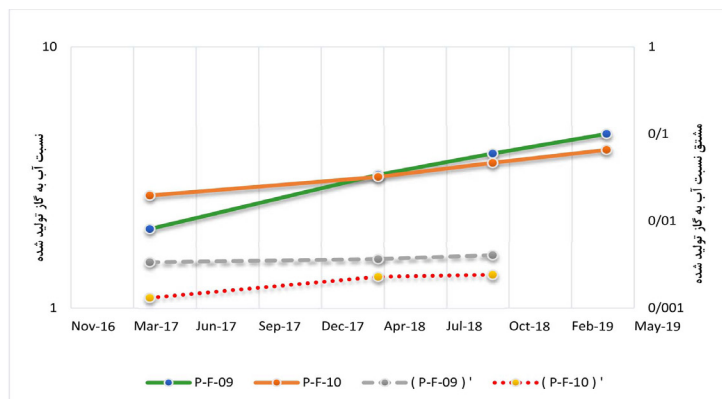
داده‌های تولید گاز و آب در ۹۶ حلقه چاه عمودی و انحرافی در مساحتی حدود ۸۴۰ km<sup>2</sup> از ابتدای تولید تاکنون مورد بررسی قرار گرفت (جدول ۱) چاه‌های مورد بررسی به علت عدم نصب جریان سنج سه فاز به منظور بررسی میزان سیالات تولیدی، هر شش ماه یکبار از مسیر تفکیک گر در سکو آزمایش می شوند و مقدار تولید آب با توجه به نرخ تولید گاز محاسبه شد (شکل ۴) تا در شرایط یکسان چاه‌ها مقایسه شوند.

بررسی نمودار های چن

برای تشخیص اولیه مکانیسم تولید آب از منحنی های چن استفاده شد که نمودارهای رسم شده بیانگر مکانیسم کاناله شدن آب می باشد (شکل ۵) [۱۷].



شکل ۴ ارتباط مقادیر گازی با تولید آب در یک چاه



شکل ۵ منحنی تشخیص چن







## بررسی مقادیر یون‌های آب تولید شده

تاریخچه مقادیر یون‌های موجود در آب تولیدی آن چاه‌ها از ابتدای تولید و روند تغییرات مقادیر به مرور زمان مورد بررسی قرار گرفت (جدول ۲) و مشخص گردید چاه‌هایی که بیشترین مقدار آب تولیدی در هر سکو را دارند، مقادیر یون‌های موجود در آب آنها نیز بیشینه، و با شیب روند افزایشی بیشتر و نزدیک به ترکیب یونی آب، آبده

می‌باشد (جدول ۳).

## بررسی تاریخچه حفاری چاه‌ها

مقادیر هرزروی یا تغییر در حجم گل برگشتی، مشکلات گیر لوله‌ها و ژئومتری چاه در بخش مخزنی بررسی شد.

جدول ۲ نمونه‌ای از تاریخچه اطلاعات یون‌های تولیدی آب دو چاه منتخب از یک پلتفرم

Well	Date	Ca <sup>++</sup>	CL <sup>-</sup>	Na <sup>+</sup>	TDS
		(mg/L)			
P-C-08	۲۰۱۱/۰۱/۱۱	۳۳	۳۰۰	۱۳۰	
	۲۰۱۲/۰۷/۰۴	۵۰	۵۱۵	۲۰۸	
	۲۰۱۳/۲۱/۰۳	۵۴	۶۳۰	۶۱۸	۱۱۵۷
	۲۰۱۴/۲۵/۰۶	۱۹۶۰	۱۱۳۲۲	۸۸۰۰	۲۱۹۶۰
	۲۰۱۴/۲۸/۱۲	۶۸۰۰	۴۰۴۶۲	۱۹۳۰۰	۶۶۰۰۰
	۲۰۱۴/۲۹/۱۲	۸۰۰۰	۴۰۷۴۱	۲۰۱۵۰	۶۵۸۰۰
	۲۰۱۵/۱۷/۰۹	۱۱۶۰۰	۵۳۱۴۱	۳۲۰۰۰	۱۱۹۰۰۰
	۲۰۱۶/۱۴/۰۲	۱۰۲۰۰	۵۰۵۵۱		۷۳۵۰۰
	۲۰۱۶/۰۷/۰۵	۱۱۴۰	۶۷۱۵۰	۳۸۱۵۰	۱۲۸۵۰۰
	۲۰۱۶/۲۲/۰۹	۱۰۷۲۰	۷۱۸۹۱		۱۱۸۵۰۰
P-C-09	۲۰۱۱/۰۱/۱۱	۲۶	۲۷۰	۱۰۸	
	۲۰۱۲/۰۷/۰۴	۲۲	۱۸۰	۸۴	
	۲۰۱۲/۰۷/۰۴	۳۲	۳۷۵	۱۲۷	
	۲۰۱۳/۲۱/۰۳	۱۳	۹۰	۸۲	۵۵۹
	۲۰۱۳/۲۱/۰۳	۵۵	۵۰۰	۴۹۶	۹۸۹
	۲۰۱۴/۲۵/۰۶	۱۷	۱۶۶	۶۵	۳۸۲
	۲۰۱۴/۲۵/۰۶	۳۴	۳۵۶	۲۴۹	۶۶۲
	۲۰۱۵/۲۰/۰۹	۵۲	۴۷۶	۲۴۱	۸۸۰
	۲۰۱۵/۲۰/۰۹	۷۰	۴۳۹	۲۵۴	۹۲۱
	۲۰۱۶/۱۴/۰۲	۳۰	۴۸۷		۷۷۰
	۲۰۱۶/۱۴/۰۲	۵۰	۶۸۸		۱۰۰۵
	۲۰۱۶/۰۷/۰۵	۴۷	۴۵۷	۲۲۵	۸۱۱
	۲۰۱۶/۲۶/۰۹	۴۴	۵۹۷		۸۵۵
	۲۰۱۶/۲۶/۰۹	۵۴	۶۵۳		۱۰۷۱
	۲۰۱۸/۲۹/۰۳	۶۰	۱۲۰۷	۱۴۲۵	۱۹۶۰

جدول ۳ مشخصات ترکیب یونی آب سازند و همراه

	Ca <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	Na <sup>+</sup>	TDS
	(mg/L)			
Formation Water	۳۰۵۰۰	۱۸۵۲۰۰	۷۵۰۰۰	۳۰۵۹۰۰
Condense Water	۸۰	۲۲۰	۶۰	۵۰۰

### بررسی بازه‌های مشبک‌کاری و ارتباط آن با سطح تماس

بررسی فاصله سطح تماس آب و گاز با انتهای چاه‌ها با استفاده از نرم‌افزار پترل، نشان داد که تفاوت در نرخ تولید آب متأثر از حفر چاه در ناحیه آبی و یا مشبک شدن این ناحیه نمی‌باشد (شکل ۶).

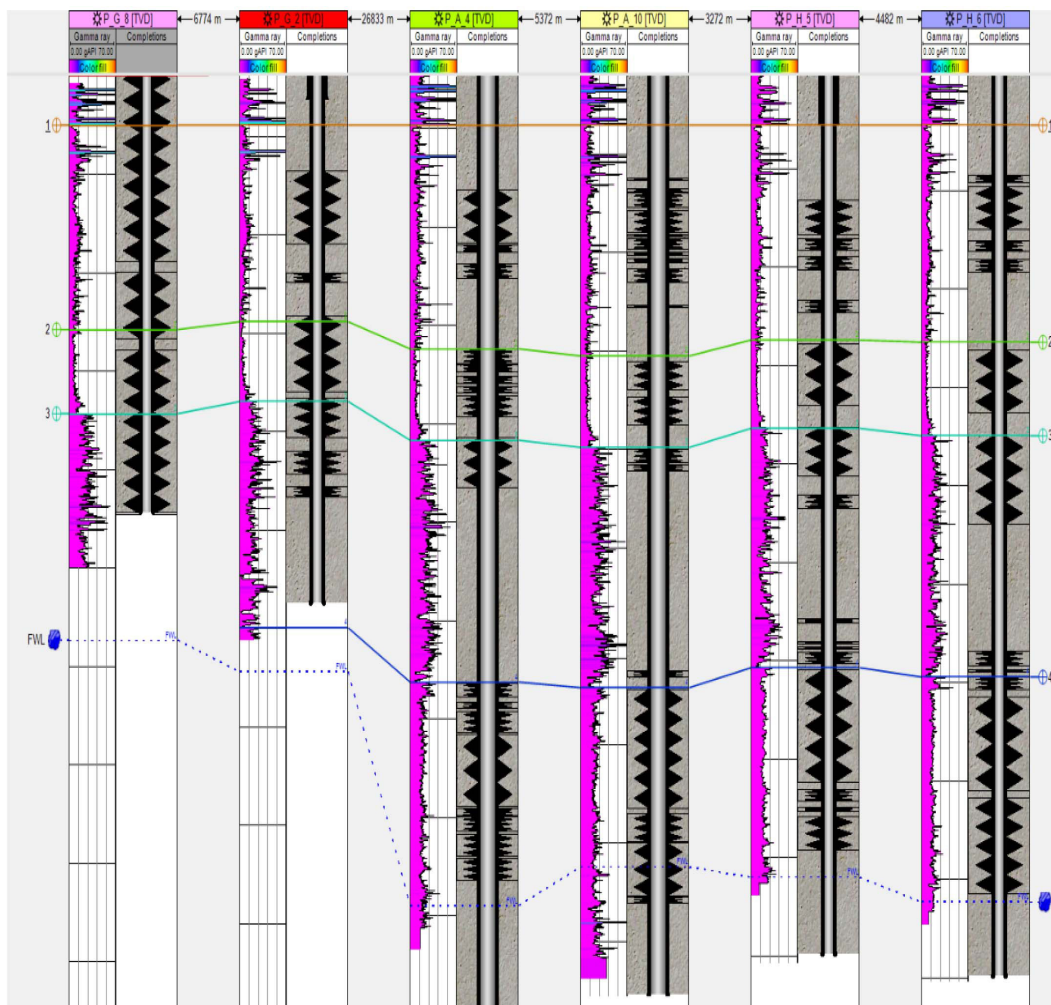
### بررسی نمودارهای کیفیت سیمان

نتایج بررسی‌های کیفیت سیمان پشت جداری ۷ در ناحیه مخزنی نشان داد که کیفیت سیمان در تولید آب تاثیر زیادی ندارد. (شکل‌های ۱۲-۷).

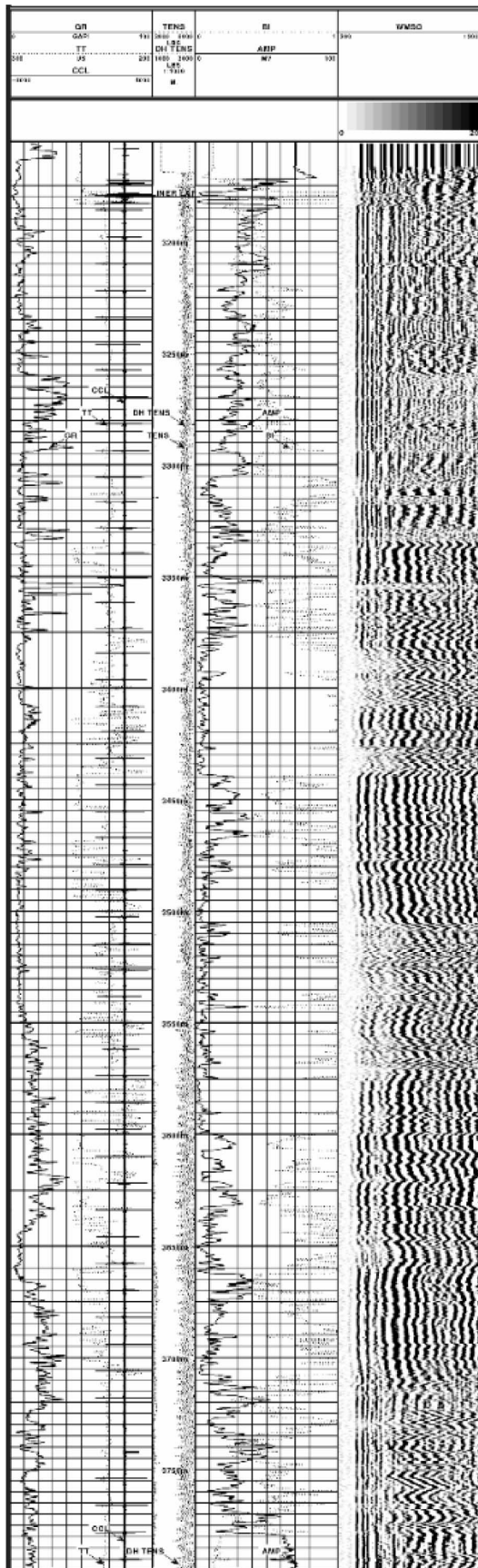
### بررسی تمیزسازی چاه‌ها بعد از عملیات های

### اسیدکاری و مشبک‌کاری

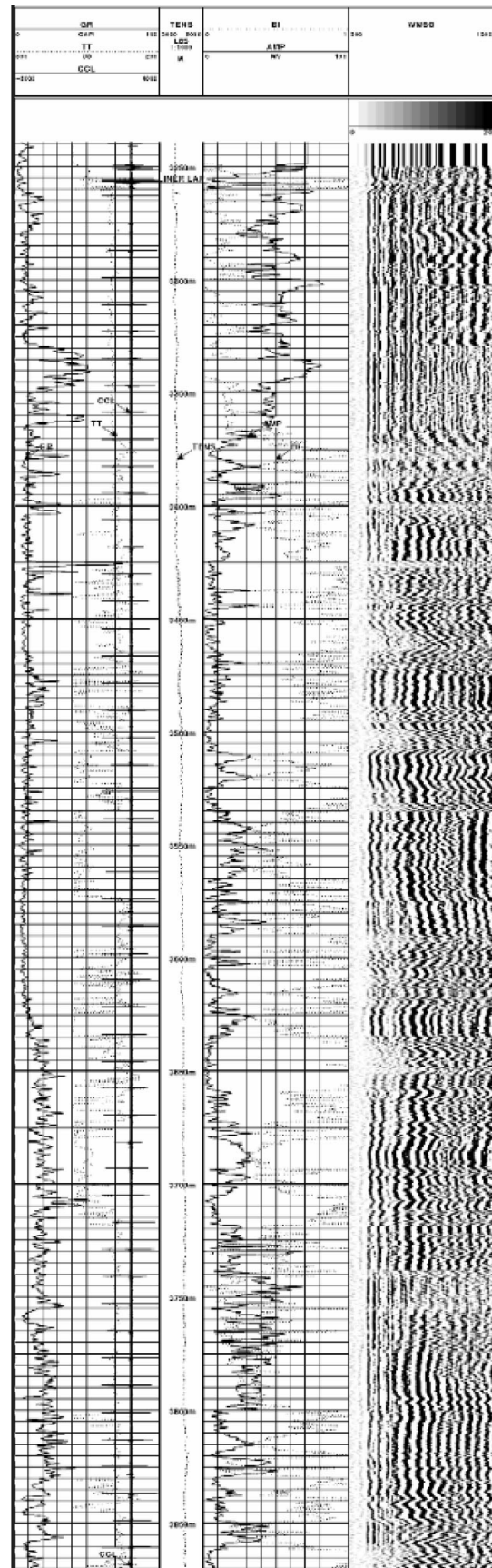
بررسی گزارش‌های تمیزسازی پس از انجام عملیات‌های اسیدکاری و مشبک‌کاری رفتارهای گوناگونی را نشان داد. در برخی از چاه‌ها مقادیر BS&W از ۲۵٪ کمتر نشده و در بیشتر چاه‌ها نیز شاخص تمیزسازی چاه (BS&W) کمتر از ۵٪ می‌باشد.



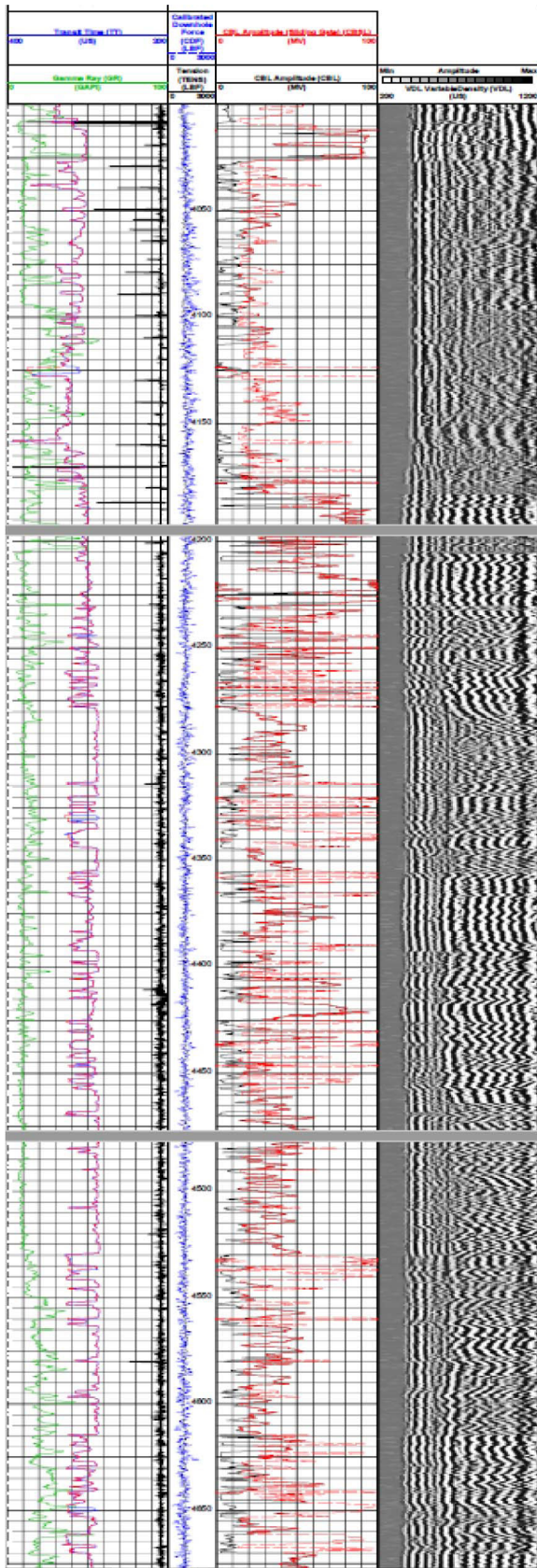
شکل ۶ عمق نهایی، فواصل مشبک‌کاری و فاصله از سطح تماس در چند چاه منتخب



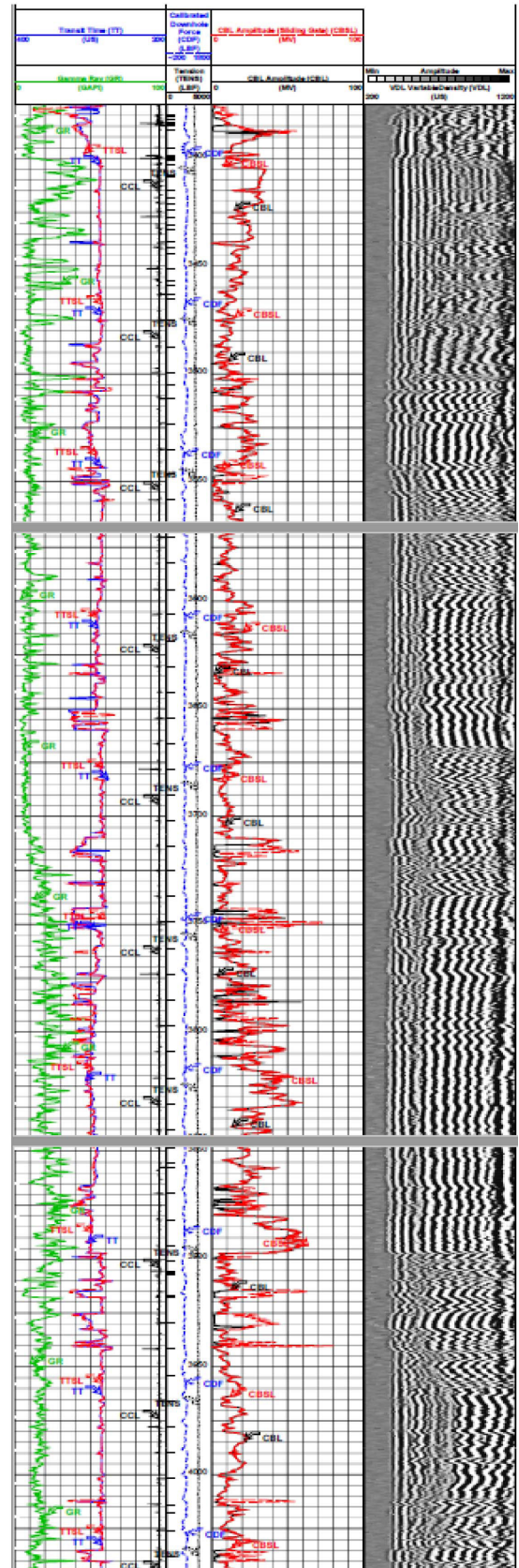
شکل ۸ لاگ بندش سیمان چاه P-D-02



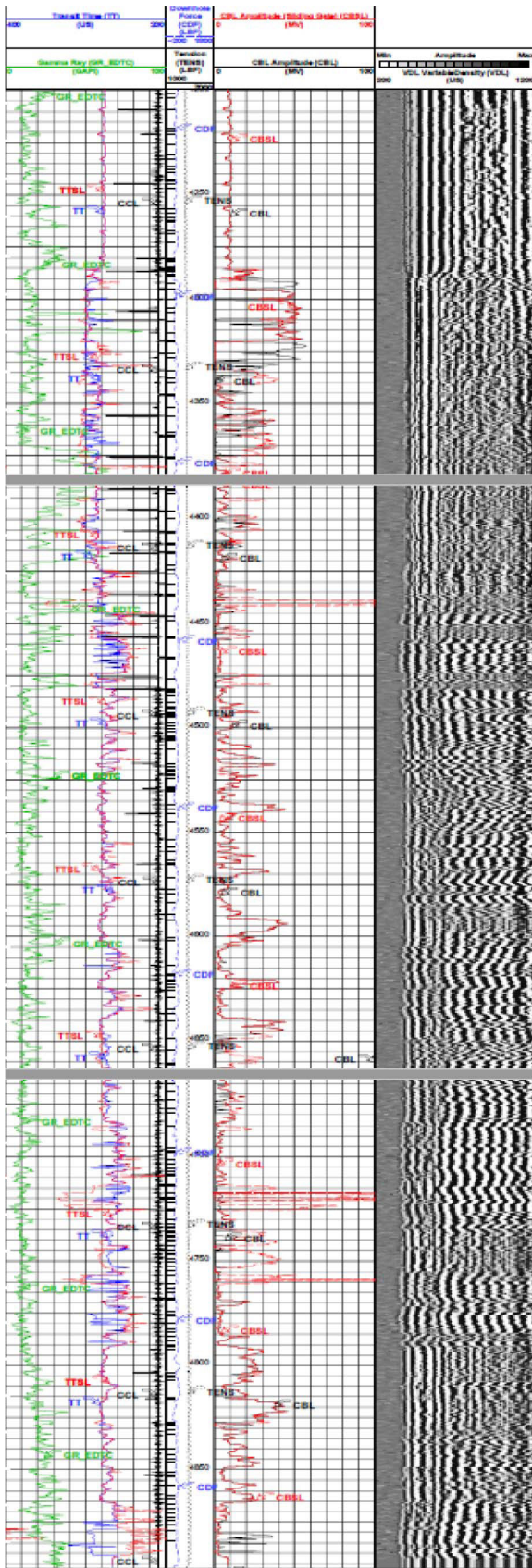
شکل ۷ لاگ بندش سیمان چاه P-D-06



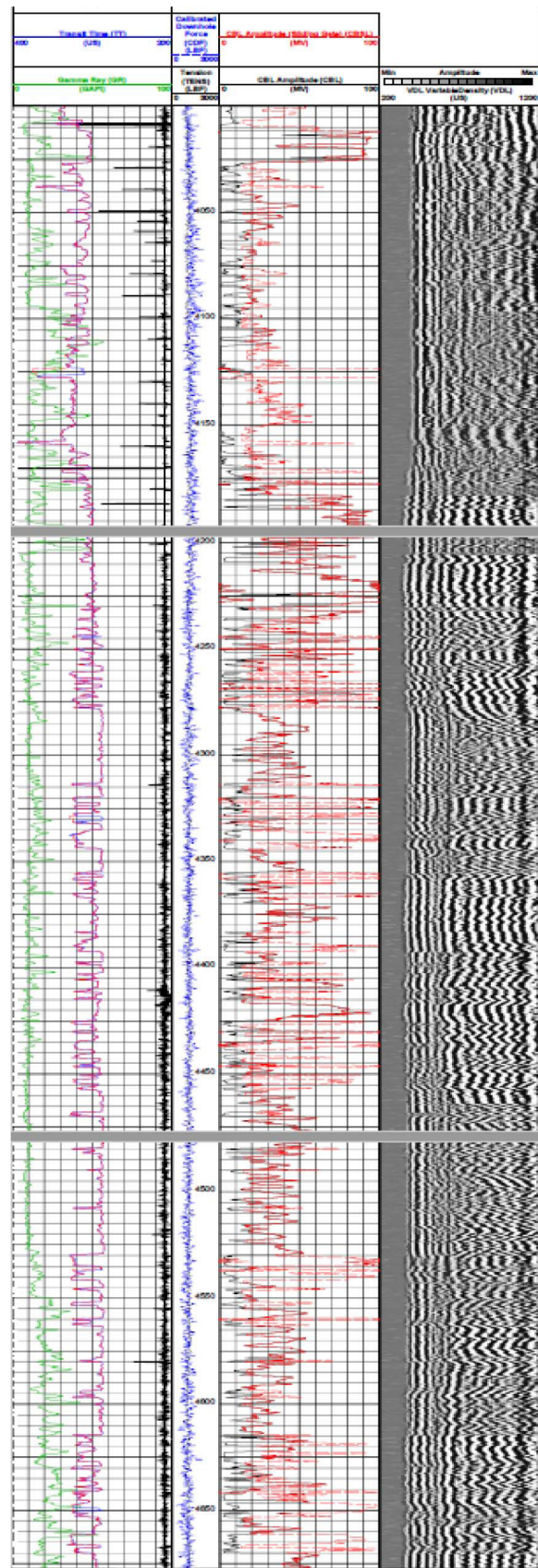
شکل ۱۰ لاگ بندش سیمان چاه P-I-10



شکل ۹ لاگ بندش سیمان چاه P-I-04



شکل ۱۲ لاگ بندش سیمان چاه P-F-09



شکل ۱۱ لاگ بندش سیمان چاه P-F-01

## بررسی روند تغییرات شاخص تولید چاه‌ها

شاخص تولید چاه‌ها، را می‌توان به عنوان ویژگی مخزن در اطراف دهانه چاه معرفی نمود. برخی از چاه‌ها از همان ابتدای تولید شاخص تولیدی پایینی داشتند و برخی دیگر به مرور زمان شاخص تولید به طور قابل توجهی کاهش یافته است (جدول ۴). با افزایش مقدار تولید آب، مقدار شاخص تولید چاه کاهش چشمگیری داشته است.

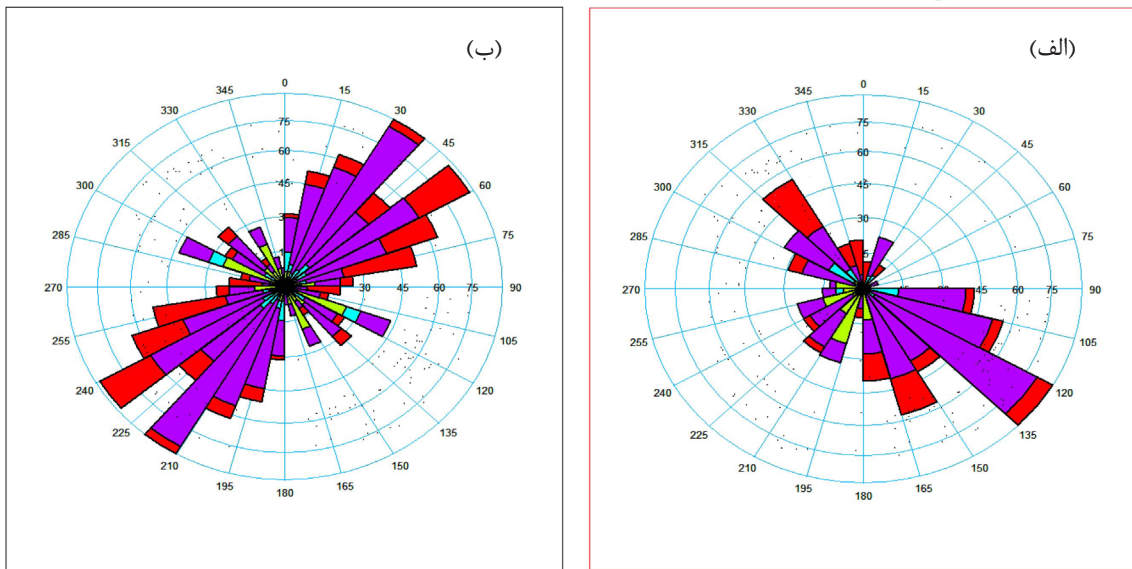
## مطالعه شبکه شکاف مخزن

وجود شکستگی‌ها و گسل‌ها همواره یکی از عوامل مورد توجه در ارزیابی و بهره‌برداری از مخازن هیدروکربوری می‌باشد. وجود شکستگی در یک مخزن می‌تواند با ایجاد یک محیط تراوا به عنوان یک محیط هادی جریان سیال عمل نماید. تأثیر وجود شکستگی‌ها بر رفتار مخزن را اغلب می‌توان با بررسی اطلاعات نوسانات تولید در بخش‌های مختلف مخزن و یا بروز پدیده‌هایی غیرمعمول مانند تولید آب از بخش مخزن مشاهده نمود. وجود عوامل مختلف ساختمانی و تکتونیکی مانند چین خوردگی، گسل، گنبد نمکی و تأثیر هر یک از آنها در گسترش شکستگی‌ها قابل بررسی و تحلیل است، که از نتایج آن می‌توان در شناخت مکانیسم‌های ایجاد و گسترش شکستگی در مخزن و در مدل‌سازی شکستگی‌ها به ویژه در فضای بین چاه‌ها استفاده نمود. گسل‌ها به عنوان یکی از دلایل عمده ایجاد شکستگی در مخزن قلمداد می‌گردد که آنالیز اطلاعات آنها می‌تواند

ما را در شناخت و پیش‌بینی تأثیر گسل‌ها در ایجاد و توزیع شکستگی‌ها یاری رساند. آنالیز گسل‌ها همچنین در پیش‌بینی محل وقوع شکستگی‌های بزرگ مقیاس و شکستگی‌های وابسته به گسل می‌تواند مورد استفاده قرار گیرد. برخی از داده‌هایی که از آنها به صورت غیر مستقیم در شناسایی شبکه شکستگی استفاده می‌شود داده‌های هرزروی گل، شاخص بهره‌دهی و تولید آب از بخش مخزنی می‌باشد. در بیشتر چاه‌ها با مقدار متفاوت تولید آب مشکلات هرزروی در زمان حفاری به وقوع پیوسته که خود می‌تواند نشان دهنده حضور شکستگی در مسیر حفر چاه باشد. تحلیل و بررسی اطلاعات حاصل از تفسیر نمودارهای تصویری به عنوان یکی از دقیق‌ترین داده‌های موجود در این بخش امکان مطالعه و آنالیز شکستگی‌ها در هر چاه و میدان را فراهم می‌کند. همچنین با امکان دسته‌بندی شکستگی‌ها بر اساس پارامترهای مختلف مانند جهت، زاویه و آزیموت شیب شکستگی و یا گسل، ژئومتری و منشأ ایجاد شکستگی شناسایی می‌گردد. شکستگی‌های غالب در میدان در آزیموت حدود ۱۵ تا ۷۵° واقع گردیده‌اند (شکل ۱۳). شیب و آزیموت شیب شکستگی‌ها نیز در چاه‌های ناحیه مورد مطالعه بیشتر در جهت ۱۰۵ تا ۱۶۵° و شیب حدود ۶۰° قرار گرفته‌اند. در بررسی جزئیات تفاوت راستای شکستگی در بخش بالایی مخزن و بخش پایینی مخزن که به عنوان مخزن اصلی شناخته می‌شود مشهود می‌باشد.

جدول ۴ مقایسه تغییرات شاخص تولید

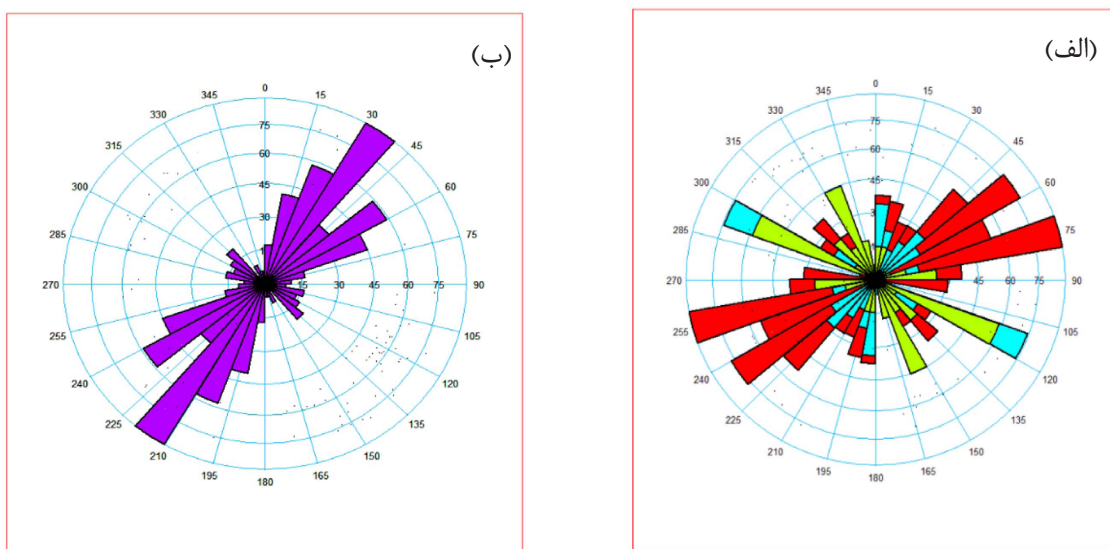
Well name	شاخص تولید در ابتدای تولید (MMSCFD/psi)	شاخص تولید هم اکنون (MMSCFD/psi)	تغییرات شاخص تولید (MMSCFD/psi)
P-G-06	۰/۰۵	۰/۰۵	۰۰
P-G-03	۰/۰۷	۰/۰۷	۰۰
P-G-01	۰/۰۵	۰/۰۵	۰۰
P-G-08	۰/۰۲	۰/۰۲	۰۰
P-G-02	۰/۲۵	۰/۱۹۱	۰/۰۶
P-I-11	۰/۱۴	۰/۰۸	۰/۰۶
P-I-10	۰/۰۳	۰/۰۳	۰۰,۰۰
P-I-04	۰/۴۴۷	۰/۴۱۶	۰/۰۳



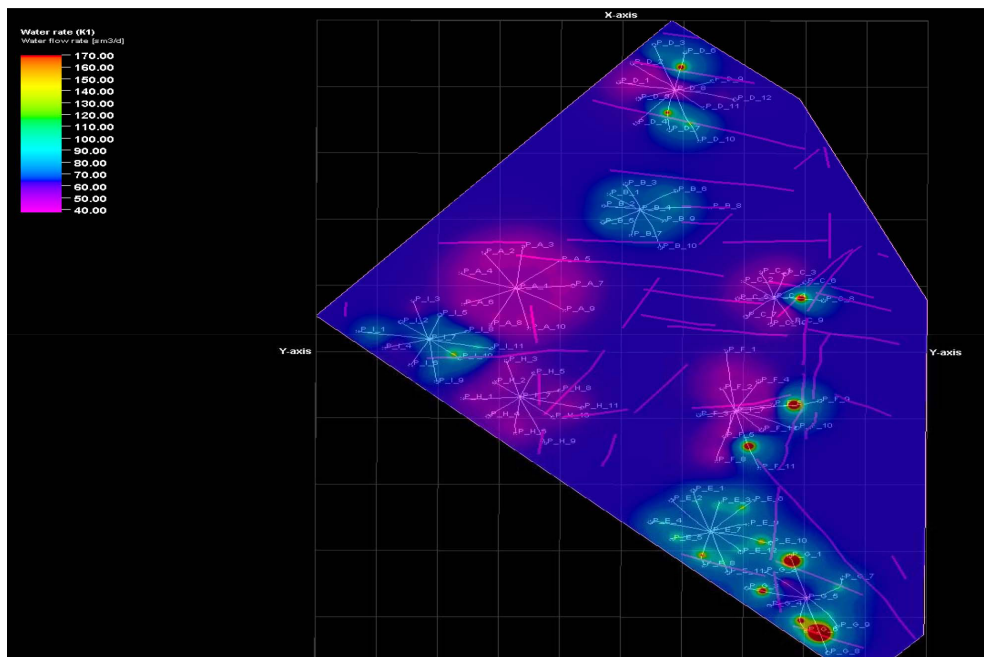
شکل ۱۳ شیب (الف) و جهت (ب) شکستگی‌ها در ناحیه مورد مطالعه

(شکل ۱۴)، این شکستگی‌ها در صورت ارتباط با گسل‌ها و بخش آبدۀ خصوصا در شرق ناحیه‌ی مورد مطالعه و راهیابی آب آبخوان از طریق گسل و شکستگی‌ها به داخل چاه با توجه به ارزیابی انجام شده محتمل‌ترین دلیل تولید آب می‌تواند باشد (شکل ۱۵).

با توجه به اصول ژئومکانیکی و روند توزیع شکستگی‌ها در میدان می‌توان برخورد چاه‌های عمود بر مسیر شکستگی در آزمون حدود ۹۰ تا ۱۸۰ و مقابل آن بخش پایینی مخزن و آزمون ۲۰ تا ۱۱۰ و مقابل آن بخش بالایی مخزن را با تعداد بیشتری از شکستگی محتمل دانست



شکل ۱۴ جهت شکستگی‌ها در مخزن بخش بالایی (با تعداد بیشتری از شکستگیها) (الف) و بخش پایینی (با تعداد کمتری از شکستگی‌ها) (ب)



شکل ۱۵ گسترش چاهها با تولید آب در ناحیه مورد مطالعه در ارتباط با منطقه گسله

### اعتبارسنجی

پس از شناسایی چاههای با تولید آب نامتعارف در هر سکو، به منظور صحت سنجی فرضیه‌ها و دلایل تولید آب اضافه احتمالی اقتباس شده از نمودارهای چن، شرایط تک تک چاهها در تمام دوران زندگی از تولد تا کنون بررسی و با یکدیگر مقایسه شد. چاههای با نرخ تولید آب بالا، بیشتر از سایر چاهها دچار مشکلات حفاری ناشی از ماهیت زمین شده‌اند. حداقل مقادیر BS&W چاههای P-F-09، P-F-10 در حدود ۲۵٪ بوده و تا انتهای عملیات تمیزسازی چاه کاهش نیافته است و همچنین در چاه P-G-08 بعد از عملیات مشبک‌کاری این مقدار کمتر از ۵٪ بوده که بعد از عملیات اسیدکاری چاه به ۲۰٪ افزایش یافته است و سایر چاهها تولید آب نرمال ( $BS\&W < 5\%$ ) در ابتدای چرخه تولید داشتند. چاههایی که بیشترین مقدار آب تولیدی در هر سکو را دارند، مقادیر یونهای موجود در آب آنها نیز بیشینه، و با شیب روند افزایشی بیشتر و نزدیک به ترکیب یونی آب، آبدیده می‌باشد (جدول ۳). تاریخچه تغییرات شاخص تولید و مقدار آب تولید از

چاه در شکل ۱۶ مشخص شده است که با افزایش مقدار تولید آب، مقدار شاخص تولید چاه کاهش چشمگیری داشته است.

اکثریت چاهها با تولید آب بالا در هر پلتفرم در آزمون حدود ۹۰ تا ۱۸۰ حفر شده‌اند (جدول ۵) تولید آب در چاههای P-F-09 و P-H-05، می‌تواند در ارتباط با گسترش شکستگی در بخش بالایی مخزن باشد ولی در چاه P-D-06 تولید آب بالا در ارتباط با آزمون ذکر شده نمی‌باشد و دلیل آن می‌تواند برخورد با مسیر گسل قلمداد گردد. در مقابل آن، اکثریت چاههای با کمترین نرخ تولید آب با توجه به احتمال برخورد با تعداد شکستگی کمتر در آزمون ۱۸۰ تا ۲۷۰ و مقابل آن واقع گردیده‌اند، در عمود بر روند شکستگی‌های غالب دو حلقه چاه P-B-10 و P-C-09 در آزمون ۱۶۵ تا ۱۵۵ با تولید آب متعارف نیز قرار دارند. بنابراین با توجه به تبعیت روند تولید آب اکثریت چاهها در ارتباط با آزمون شکستگی‌ها می‌توان حفر و وجود چاه در آزمون ۹۰ تا ۱۸۰ و مقابل آن را باریک بیشتر تولید آب همراه دانست (شکل ۱۷).



آزموت تمامی چاه‌های با تولید آب بیش از ۱۰۰ bbl/day بررسی شد که نشان داد به غیر از چاه P-G-07 در آزموت ° ۱۲، سایر چاه‌ها عمود بر روند آزموت شکستگی‌ها قرار گرفته اند (جدول ۶).

بررسی نتایج آزمایش تولید PLT در برخی چاه‌ها (جدول ۷) و زون‌های تولید کننده آب نیز تایید کننده تولید آب همگام با وجود شکستگی‌های احتمالی در بخش بالایی یا پایینی مخزن بود.

جدول ۶ چاه‌های با تولید بیش از ۱۰۰ بشکه آب در روز

شماره چاه	آزموت چاه
P-E-10	۱۱۳
P-G-01	۳۴۴
P-G-03	۲۸۳
P-G-06	۱۵۶
P-G-09	۱۵۰
P-G-07	۱۲

جدول ۷ زون‌های تولید کننده آب بر اساس نمودار مودار نگار تولید

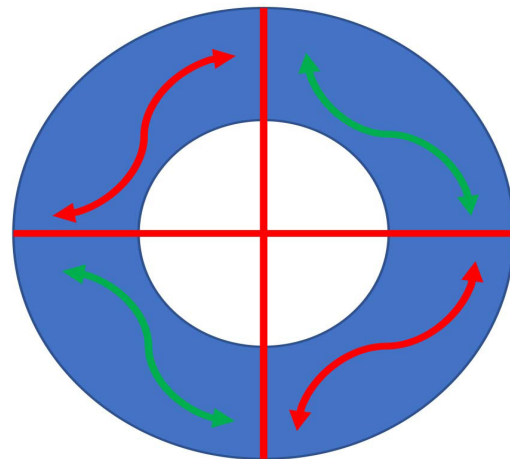
شماره چاه	نایج آزمایش نمودار نگار تولید
P-D-06	L.Res
P-G-08	U.Res
P-E-06	L.Res
P-F-09	U.Res
	L.Res
P-F-10	L.Res

### نتیجه‌گیری

آزمایشات درون چاهی و سرچاهی ۹۶ حلقه چاه تولیدی و تاریخچه تولید چاه‌ها از ابتدای تولید تاکنون و روند تغییرات مقادیر یون‌های آب تولیدی آنالیز و ارزیابی گردید و پس از شناسایی چاه‌هایی با رفتار تولید آب ناخواسته جهت ریشه‌یابی دلایل ایجاد این اتفاق، تاریخچه حفاری چاه‌ها، گزارش‌های تمیزسازی چاه بعد از عملیات‌های مشبک‌کاری و اسیدکاری، فاصله بازه‌های مشبک‌کاری و انتهای چاه از سطح تماس آب و گاز،

جدول ۵ چاه‌های منتخب با بیشترین نرخ تولید آب و جهت حفاری

شماره چاه	آزموت چاه	مقدار تولید آب
P-B-08	۹۰	High Rate
P-C-08	۹۷	
P-I-11	۹۷	
P-I-10	۱۳۰	
P-F-10	۱۶۰	
P-F-10	۱۶۳	
P-E-08	۱۶۵	
P-G-08	۱۶۵	
P-D-07	۱۷۳	
P-F-09	۷۵	
P-H-05	۲۵	
P-D-06	۱۰	
P-E-02	۳۲۰	
P-D-02	۳۱۰	
P-G-02	۳۰۶	
P-I-04	۲۵۰	
P-H-06	۱۷۸	
P-B-10	۱۶۵	
P-C-09	۱۵۵	



شکل ۱۷ جهت بیشترین احتمال برخورد مسیر چاه با شکستگی‌ها

در همان سال‌های ابتدایی مقدار تولید گاز آنها کم شده است.

- با توجه به شکل گسترش شکستگی‌ها از نتایج تفسیر نمودارهای تصویری می‌توان نتیجه گرفت اکثر چاه‌ها با تولید آب ناخواسته در آزمون ۹۰° تا ۱۸۰° و عمود بر روند معمول شکستگی در میدان، قرار گرفته‌اند.

- با توجه به تفاوت جهت شکستگی در لایه مخزنی بالایی و پایینی و تایید تولید آب حتی از لایه‌های بالایی در نمودارهای تولیدی تولید آب از برخی چاه‌ها خصوصاً در ناحیه شرقی می‌تواند ناشی از شکستگی‌ها در لایه‌های بالایی در ارتباط با عملکرد گسل‌ها باشد.

- تولید آب ناخواسته از یک حلقه چاه می‌تواند در تجمیع دلایل مکانیکی، تکمیل چاه و مشکلات مرتبط با مخزن و زمین‌شناسی باشد و با توجه به جهت گسترش شکستگی‌ها و روند گسل‌ها می‌بایستی اقدامات لازم در خصوص جلوگیری از این رخداد در برنامه‌ریزی‌های آتی صورت گیرد که هرچه به اطلاعات میدان و داده‌های تولیدی و آزمایشات چاه‌ها و ... بیشتری در دسترس باشد با قطعیت بیشتری می‌توان اینکار را انجام داد.

کیفیت سیمان، میزان شاخص تولید چاه‌ها وضعیت شکستگی‌های شناسایی شده در مخزن، موقعیت قرارگیری چاه‌ها نسبت به گسل‌ها، آزمون و زاویه چاه‌ها، مورد بررسی قرار گرفت:

- نقش کیفیت سیمان، فاصله بازه‌های مشبک‌کاری و انتهای چاه از سطح تماس به صورت مستقل اثبات نگردید.

- در حین عملیات حفاری در چاه‌هایی با تولید آب بالا به مراتب مشکلات ناشی از هرزروی یا جریان چاه و ریزش دیواره به مراتب بیشتر رخ داده است. - مقادیر یون‌ها در آب تولید شده در چاه‌های با تولید آب بالا با شیب بیشتر و مقادیر بیشتری مشاهده می‌گردد.

- در ابتدای جریان دادن چاه، بعد از انجام عملیات تمیزسازی چاه، مقادیر BS&W برخی چاه‌های کاندید در جنوب شرقی میدان، بیش از ۲۰٪ و گاهاً بیش از ۵۰٪ می‌باشد.

- با بررسی تاریخچه شاخص تولید چاه‌ها، مشاهده گردید که مقادیر شاخص تولید چاه‌هایی که در آزمون ۹۰° تا ۱۸۰° هستند از ابتدای تولید تا کنون کاهش قابل توجهی داشته‌اند و هر چه از شمال غرب به سمت جنوب شرق پیش می‌رویم مقدار کاهش شاخص تولید قابل توجه بوده و گاهاً

مراجع

- [1]. Nishigaki, M. (2010). Geotechnical aspects of groundwater control. *Soils and Foundations*, 50(6), 893-902. doi.org/10.3208/sandf.50.893.
- [2]. AL-Rashidi, A., Jain, M., Tirkey, N., AL-Ammar, H., Al-Ajmi, S., & Weiss, A. (2018). First successful chemical application water shut off job in dual completed well short tubing and oriented perforations to enhance well productivity in Burgan South Kuwait. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference (D011S005R003). SPE. doi:10.2118/198146-Ms.
- [3]. El-Hoshoudy, A. N., Mohammedy, M. M., Ramzi, M., Desouky, S. M., & Attia, A. M. (2019). Experimental, modeling and simulation investigations of a novel surfmer-co-poly acrylates crosslinked hydrogels for water shut-off and improved oil recovery. *Journal of Molecular Liquids*, 277, 142-156. doi:10.1016/J.Molliq.2018.12.073.
- [4]. Taha, A., & Amani, M. (2019). Overview of water shutoff operations in oil and gas wells; chemical and mechanical solutions. *ChemEngineering*, 3(2), 51. doi:10.3390/Chemengineering3020051.
- [5]. AL-Rashidi, A., Jain, M., Tirkey, N., AL-Ammar, H., Al-Ajmi, S., & Weiss, A. (2018). First successful chemical application water shut off job in dual completed well short tubing and oriented perforations to enhance well productivity in Burgan South Kuwait. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference (D011S005R003). SPE. doi:10.2118/198146-Ms.
- [6]. Langaas, K., & Stavland, A. (2020). Water shutoff with polymer in the alvheim field. *SPE Production & Operations*, 35(02), 335-350. doi:10.2118/195485-Ms.

- [7]. Orellana, N.H., Gaibor, A.M., Astudillo, R.A., Lozada, S.F., Muñoz, E.R., Tamayo, T., Bailón, L.R. and Padilla, C.A., (2019), Effective cross flow diagnostic by pulse neutron, cement logs and fluid production: water shut off well case in amo field. In Offshore Technology Conference Brasil (D021S025R004). OTC. doi:10.4043/29741-Ms.
- [8]. Rahro.M, (2016) Investigating The causes of salinity and the origin of produced water in gas tank wells in the South Of The Country. Shahrud University , <https://Shahroodut.Ac.Ir/Fa/Thesis/Thesis.Php?Thid=Qe315>.
- [9]. Hasan, A. R., & Kabir, C. S. (1990). A new model for two-phase oil/water flow: production log interpretation and tubular calculations. *SPE Production Engineering*, 5(02), 193-199. doi:10.2118/18216-Pa.
- [10]. Nickpey.M. (2017). Simulating and investigating the causes of water coning and its prevention methods in one of Iran's Gas reservoirs using eclipse software. The First International Oil, Gas, Petrochemical And Hse Conference, Tehran. Iran, <https://Civilica.Com/Doc/678935/Download/Ghkk>.
- [11]. Pow, M., Kantzas, A., Allan, V., & Mallmes, R. (1999). Production of gas from tight naturally fractured reservoirs with active water. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 38(07). doi:10.2118/99-07-04.
- [12]. Boussa, M. (2004). Production optimization of gas wells: problem of water influx. In SPE Western Regional Meeting (SPE-86942). doi.org/10.2118/86942-MS.
- [13]. Cheng, Y., Longxin, M.U., Enyong, Z.H.U., Zhang, P., Chunqiu, G.U.O., Youheng, L.E.N.G., Zhanjun, W.E.I., Pengyu, C.H.E.N., Yuzhong, X.I.N.G., Cheng, M. and Haidong, S.H.I., (2017). Water producing mechanisms of carbonate reservoirs gas wells: A case study of the Right Bank Field of Amu Darya, Turkmenistan. *Petroleum Exploration and Development*, 44(1), 89-96. doi:10.11698/Ped.2017.01.10.
- [14]. Tran, T. V., Truong, T. A., Ngo, A. T., Hoang, S. K., & Trinh, V. X. (2019). A case study of gas-condensate reservoir performance under bottom water drive mechanism. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9(1), 525-541. doi:10.1007/S13202-018-0487-7.
- [15]. Ramezani, A. (2022). Study and presentation of methods to minimize water production in Asmari reservoirs of one of the southern fields of Iran using simulation of one of the single wells in the operational area. *Journal of Nano Chemistry and Electrochemistry*, 1(3), 30-37.
- [16]. Al Hasani, M. A., Al Khayari, S. R., Al Maamari, R. S., & Al Wadhahi, M. A. (2008). Diagnosis of excessive water production in horizontal wells using WOR plots. In IPTC 2008: International Petroleum Technology Conference (pp. cp-148). European Association of Geoscientists & Engineers. doi:10.2523/Iptc-11958-Ms.
- [17]. Chan, K. S. (1995, October). Water control diagnostic plots. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (SPE-30775). doi:10.2523/30775-Ms.
- [18]. Mukhanov, A., Arturo Garcia, C., & Torres, H. (2018). Water control diagnostic plot pattern recognition using support vector machine. In SPE Russian Petroleum Technology Conference? (D033S018R007). doi:10.2118/191600-18rptc-Ru.
- [19]. Hassanzadeh, M., Gerami, S., & Parhamvand, M. H. (2017). Considering the Phenomena of Water Coning in One of the Fractured Gas Reservoirs in Iran, doi:10.22078/Pr.2017.759.
- [20]. Odeh, A.S., 1989. Well Test Analysis In Oil Reservoirs With Gas Caps And/Or Water Aquifers. Spe.
- [21]. Miller, M., & Shanley, K. (2010). Petrophysics in tight gas reservoirs—key challenges still remain. *The Leading Edge*, 29(12), 1464-1469.
- [22]. Jinyou, D., Qianying, R., Meng, K., Zilong, L., Jing, W., & Zhongqi, M. (2018). Effect of drawdown pressure on water production in gas reservoir. In IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 153, 6, (062040). IOP Publishing.
- [23]. Kharaka, Y., 2003. Deep Fluids In The Continents: I. Sedimentary Basins. Louisiana State University.



# Well Monitoring in a Carbonated Gas Condensate Reservoir in Iran to find the reason of producing Unwanted Produced Water

Maryam Bolorian\*, Amin Morshedipour, Misha Pezeshki, Imandokht Mostafavi, Ebrahim Jamali and Hassan Eshraghi

Pars Oil and Gas Company, Tehran, Iran

m.bolorian@ut.ac.ir

DOI:10.22078/pr.2024.5183.3301

Received: July/18/2023

Accepted: June/30/2024

## Introduction

Nowadays, oil companies have to pay heavy costs for undesired water production. Average water cut in the world is reported to be more than 70%. By considering 0.5\$/bbl operation cost, total cost is about 40 Billion \$ in a year [1]. Water production management means reducing water production and water refinery cost by using available facilities or finding new solutions [2]. Most of the new technologies which proposed by reducing water production goal, can control and prevent undesired water production in laboratory scale or sometimes temporary water production controlling in field scale [3,4]. When other studies have been reviewed by us, it has been found out that the main reason for inefficiency of methods proposed for preventing unwanted water production is the lack of studies over source of water production, which it leads to incompatible methods. As a result, the integrated data evaluation of a reservoir and its wells to acquire the main reason for water production is necessary.

## Materials and Methods

Based on reservoir studies and practical analysis, researchers found different water production problems and issued some instructions [6,7,8,9,10]. Generally, in most of these studies following methods and data had been used: production history including recovery, water production, and production decline profile [7]; well logs like production log [1,11]; Well tests [12]; petrophysical well logs [13]; image logs [1]; The amount of total dissolved solid (TDS) in produced water is compared with the gas and water production

flow rate and the amount of ions in the produced water [13]. In the following study, for determining the source of produced water, in the first step, by using well separator test results, the amount of produced water in each well is determined. Then wells which have unusual water production in each platform are diagnosed for further studies. Drilling history, well cleaning reports (after perforation and acidizing), comparing of perforation intervals and estimated gas water contact (GWC), distance of total depth (TD) of well and GWC, cement quality behind the liner in reservoir section, well production history, and fault and fracture network are studied in all of candidate wells of this study.

## Reasons of Unwanted Water Production

The first step to prevent or reduce unwanted water production is recognition of mechanism and source of water production. Overall, water production is caused by three categories: (1) mechanical problems, (2) well problems, and (3) reservoir problems [1,5].

## Source of Water Production

Origin of produced water can be formation water, water zone of reservoir, connate water<sup>1</sup> or injection water. Formation water produces from high water saturated layers next to production layers. Many reservoirs

1. Connate Water: In the process of gas migration and reservoir trapping, gas could not swipe all of the surrounding brine in the trap and some brine remains in fine caves under suction, this brine which remains in the gas reservoir and next to gas, is called intergranular brine or connate water.

are near the water zone in affection to edge drive or peripheral or bottom drive. Injected water used in second or third hydrocarbon reservoir recovery, could be another source of produced water.

### Well Production History

In this study, the gas and water production history of 96 vertical and deviated wells in 840 km<sup>2</sup> area is considered. Due to regression and linear relation between rate of gas production and water production; the amount of produced water at 100 MMCFd gas production rate is interpolated or extrapolated, in order to comparison between wells with same conditions become possible and after that determining the index wells with unusual water production rate. The wells with unusual high and low water production in each platform are nominated for further investigation and diagnosing the reason of heterogeneity.

### Results and Discussion

The reasons for unwanted water production can vary across different locations in the field due to the extension of the field. A study involving over 100 wells indicated that the primary cause of unwanted water production is the proximity of the wells to the fracture regime. The following items were studied in the nominated wells in order to find the main reason of unwanted water production:

- Study of ions' combination of produced water
- Drilling well history analysis
- Well cleaning analysis after acidizing and perforation
- Analysis of perforation intervals and gas-water contact (GWC)
- Cement log analysis
- Production index (PI) rate analysis
- Analysis of reservoir fracture network

### Conclusions

Wellhead and in-well tests in about hundred production wells and their production history, and trend of change in ions' combination of produced water is studied, and wells by unusual water production rate are recognized

The conclusions of these studies can be listed as below:

- The effect of distance of perforation intervals from GWC, distance of end of the well from GWC, and cement quality of back of liner are not confirmed independently.
- During drilling of the wells, mud loss and flow happen more in wells with higher water production rate.
- Ions percentage of produced water in wells with higher water production rate is changing more rapidly into higher percentage.
- In the beginning of flowing the wells, after well cleaning operation, range of BS&W in some of nominated wells in south-east of the field are more than 20% and some of them more than 50%.

- Production history analysis shows that wells located in azimuth of 90 to 180 degrees have a considerably decreasing production rate, and this decrease is more considerable from north-west to south-east. Some decrease happens during the first production years.
- According to fracture distribution network, derived from image log analysis, most wells with higher water production rate are located between azimuth of 90 to 180 degree, which are perpendicular to field fracture trend.
- According to different fracture regimes in the upper and lower part of the reservoir and confirmation of water production from upper layers in production logs, water production in some of wells, especially in the east part of the field, can be due to fracture connections in the upper part of the reservoir.
- High water production in a well can be the result of all or any of mechanical reasons, completion problems and geological and reservoir features; and by considering fracture network and stress regime of the field the prevention plans should be suggested.

### References

1. Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchuk, F., Romano, C., Roodhart, L., 2000. Water Control. Dev. Geotech. Eng. 59, 320–371. doi:10.1016/B978-0-444-87462-7.50017-7.
2. Khatib, Z., Verbeek, P., (2002). Water To Value - produced water management for sustainable field development of mature and green fields. Int. Conf. Heal. Saf. Environ. Oil Gas Explor. Prod. 91–94. DOI:10.2523/73853-MS.
3. El-Hoshoudy, A. N., Mohammedy, M. M., Ramzi, M., Desouky, S. M., & Attia, A. M. (2019). Experimental, modeling and simulation investigations of a novel surfmer-co-poly acrylates crosslinked hydrogels for water shut-off and improved oil recovery. Journal of Molecular Liquids, 277, 142-156. doi:10.1016/J.Molliq.2018.12.073.
4. Taha, A., & Amani, M. (2019). Overview of water shutoff operations in oil and gas wells; chemical and mechanical solutions. ChemEngineering, 3(2), 51. doi:10.3390/Chemengineering3020051.
5. Aminian, K., (2005). Water Production Problems And Solutions-Part I, Petroleum & Natural Gas Engineering Department Of West Virginia University.
6. Al Hasani, M. A., Al Khayari, S. R., Al Maamari, R. S., & Al Wadhahi, M. A. (2008). Diagnosis of excessive water production in horizontal wells using WOR plots. In IPTC 2008: International Petroleum Technology Conference (pp. cp-148). European Association of Geoscientists & Engineers. doi:10.2523/Iptc-11958-MS.
7. Chan, K. S. (1995, October). Water control

- diagnostic plots. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (SPE-30775). doi:10.2523/30775-MS.
8. Jinyou, D., Qianying, R., Meng, K., Zilong, L., Jing, W., Zhongqi, M., (2018). effect of drawdown pressure on water production in gas reservoir. Iop Conf. Ser. Earth Environ. Sci. 153. Doi:10.1088/1755-1315/153/6/062040
  9. Mukhanov, A., Garcia, C.a., Torres, H., (2018). Water control diagnostic plot pattern recognition using support vector machine. Soc. Pet. Eng. - Spe Russ. Pet. Technol. Conf. 2018, Rptc 2018. Doi:10.2118/191600-18RPTC-RU.
  10. Tran, T. V., Truong, T.a., Ngo, A.t., Hoang, S.k., Trinh, V.x., (2019). A case study of gas-condensate reservoir performance under bottom water drive mechanism. J. Pet. Explor. Prod. Technol. 9, 525–541. doi:10.1007/S13202-018-0487-7.
  11. Hasan, A.r., Kabir, C.s., (1988). New Model For Two-Phase Oil/Water Flow: Production Log Interpretation And Tubular Calculations. Soc. Pet. Eng. Aime, Spe Pi, 369-382 18216. doi:10.2118/18216-Pa.
  12. Odeh, A.s., (1989). Well Test Analysis In Oil Reservoirs With Gas Caps And/Or Water Aquifers. SPE.
  13. Miller, M., Shanley, K., (2010). Petrophysics In Tight Gas Reservoirs—Key Challenges Still Remain. Lead. Edge 1464–1469.