Archive of SID

نکات آموزنده در مورد کاربرد تکنولوژی چاه هوشمند برای بهبود تولید نفت از طریق فرازآوری طبیعی و تزریق درونی گاز با نگاه به موردهای جهانی

مهدی ندری پری (nadrim@ripi.ir یا nadri911@yahoo.com)
پژوهشگاه صنعت نفت

۱- مقدمه

ظهور تکنولوژی چاه هوشمند با قابلیت هایی که دارد راه را برای شرکت های نفتی جهان برای انجام پروژه های نوین باز کرد. این شرکت ها با در نظر گرفتن قابلیت های این تکنولوژی توانستند از پتانسیل برخی از مخازن نفتی یا مخازن دیگر برای تولید نفت استفاده کنند. از این پتانسیل ها می توان به فرازآوری طبیعی و تزریق درونی گاز اشاره کرد.

فرازآوری طبیعی روشی است به مانند فرازآوری مصنوعی با گاز با این تفاوت که در این روش از گاز موجود در کلاهک گازی مخزن یا مخزن دیگری برای سبک کردن سیال درون چاه استفاده می شود که برای کنترل جریان گاز، تکنولوژی چاه هوشمند پیاده سازی می شود. این روش در شرایط سخت مانند دریا می تواند بسیار مفید باشد. در ضمن این روش محدودیت های فرازآوری مصنوعی از قبیل احداث خط لوله گاز، تامین منبع گاز، طراحی چاه برای تحمل گاز پرفشار، تشکیل هیدرات و مشکل ایمنی را ندارد.

تزریق درونی گاز نیز به این صورت است که از گاز کلاهک گازی یا مخازن گازی پایین جهت تزریق گاز برای فشار افزایی یا رانش گاز برای جاروب نفت در مخازن بالاتر استفاده می شود. کنترل جریان گاز در اینجا نیز توسط تکنولوژی چاه هوشمند صورت می گیرد.

در این مقاله به بررسی مورد های جهانی در موضوعات فوق الذکر پرداخته می شود. به علاوه نکات آموزنده ای ارایه خواهد شد که با توجه به برخی پتانسیل ها که در مخازن نفتی ایران وجود دارد بسیار مناسب خواهد بود.

۲- نکاتی مهم در به کارگیری روش فرازآوری طبیعی با گاز

در فرازآوری طبیعی تجهیزات سنتی فرازآوری مانند کمپرسور، خطوط لوله و تجهیزات کمکی حذف می شود. برای آنکه بتوان از این روش برای یک مخزن استفاده کرد اگر حالت های زیر وجود داشته باشد می توان آن را اجرایی کرد:

- مخزن نفتی با کلاهک گازی خیلی بزرگ و یک آبده در پایین
- استفاده از کلاهک گازی مخزن نفتی دیگر که در بالای مخزن نفتی مورد نظر قرار دارد
- استفاده از کلاهک گازی مخزن نفتی دیگر یا یک زون گازی که در پایین مخزن نفتی مورد نظر قرار دارد

برای به کارگیری این روش، حالت های فوق الذکر تنها یک شرط لازم است. زمانی می توان برای اعمال این روش اقدام کرد که بررسی های لازم بر روی موارد ذیل صورت گرفته باشد[1] :

- ضریب بهره دهی ناحیه گازی
- فشار مخزن گازی (شامل تخلیه آینده)
- ترکیب سیال ناحیه گازی
- فشار مخزن نفتی (شامل تخلیه آینده)
- ضریب بهره دهی ناحیه نفتی

www.SID.ir

Archive of SID

- ترکیب سیال ناحیه نفتی (به ویژه میزان آب برش و نسبت گاز به نفت)
- حجم گاز قابل استحصال مخزن گازی (باید به اندازه کافی زیاد باشد تا فشار و بهره دهی در مدت عمر چاه و تحت شرایط مختلف تولید با توجه به تخلیه ناحیه نفتی و افزایش آب برش حفظ شود.)

از فواید به کارگیری روش فرازآوری با گاز می توان به موارد ذیل اشاره کرد[2]:

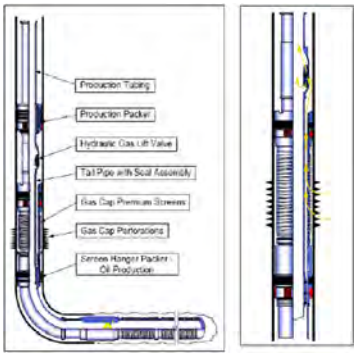
- افزایش تولید نفت از طریق استفاده از سیستم فرازآوری به صرفه
- مهار اثر آب برش بالا هم در چاه تولیدی و هم در شروع تولید چاه
- نگهداشت فشار سرلوله مغزی در چاه های زیر دریا
- حذف هزینه سرمایه ناشی از تاسیسات فشرده سازی گاز و خطوط انتقال گاز
- تولید گاز غیر همراه بدون تکمیل مجدد چاه
- حذف عملیات مداخله جهت تغییر تجهیزات فرازآوری یا تغییر سایز آنها
- توانایی در کنترل مخروطی شدن آب و گاز

۳- به کارگیری تکنولوژی چاه هوشمند در فرازآوری طبیعی در موردهای جهانی

اولین اجرای روش فرازآوری طبیعی در سال ۱۹۹۸ انجام شد. تا سال ۲۰۰۷ ، ۳۷ مورد روش فرازآوری طبیعی با گاز در نروژ و ۵۸ مورد در سراسر جهان نصب شد. با توجه به انعطاف پذیری تکنولوژی چاه هوشمند و وجود پتانسیل های به کارگیری روش فرازآوری طبیعی با گاز در برخی از نقاط جهان یکی از عواملی است تا شرکت های نفتی دنیا به دنبال این تکنولوژی و نیز به کارگیری این روش باشند.

۳-۱-میدان Troll در بخش نروژ دریای شمال[3]

اولین تکمیل چاه هوشمند جهت فرازآوری گاز به صورت طبیعی توسط شرکت Hydro در میدان Troll انجام گرفت. هدف از این پروژه بهینه سازی برداشت نفت با مدیریت شروع به تولید چاه، افزایش تولید و ادامه و نگهداشت تولید با وجود افزایش آب برش بود. این روش در مخزنی از میدان Troll انجام شد که دارای یک زون نفتی همگن با ضخامت کم با یک کلاهک گازی بسیار بزرگ دارای تراوایی بالا بود. با اعمال این روش هزینه های ثابت و عملیاتی با حذف تجهیزات فرازآوری سنتی در سکوی این میدان کاهش چشمگیری یافت. شکل1 نحوه تکمیل چاه در این میدان را نشان می دهد. همانطور که نشان داده شده گاز از طریق مشبک ها که در مقابل کلاهک گازی صورت گرفته اند وارد شیر کنترلی WRFC-H که دارای شش حالت برای کنترل جریان گاز است می شود.



www.SID.ir

Archive of SID

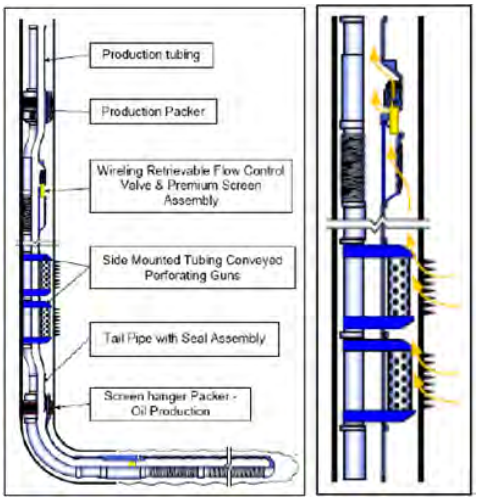
شکل1 نحوه تکمیل چاه با تکنولوژی هوشمند و به کارگیری روش فرازآوری طبیعی با گاز در میدان Troll

۳-۲- میدان حاشیه ای Fram Vest در بخش نروژ دریای شمال [3]

این میدان در بخش شمالی دریای شمال حدود ۲۰ کیلومتری شمال میدان Troll در عمق ۳۵۰ متری آب قرار دارد. دارای سازند ماسه ای در عمق ۲۳۰۰ تا ۲۵۰۰ متری و به صورت گسل های ایزوله شده می باشد. هدف شرکت Hydro از به کارگیری روش فرازآوری طبیعی در این میدان حاشیه ای بهینه سازی تولید نفت و همزمان با آن کاهش هزینه ها بود. در این میدان چاه ها به طور طبیعی جریان داشتند اما فشار سرچاهی لازم برای انتقال نفت از طریق خط لوله ۲۰ کیلومتری به سکوی تولید ایجاد نمی شد به همین جهت با به کارگیری این روش فشار سرچاهی چهار چاه تولیدی را افزایش دادند.

نقطه قابل توجه در این میدان این بود که کارشناسان این شرکت با توجه به تجربه ای که از به کارگیری این روش در میدان Troll کسب کرده بودند عملیات نصب تجهیزات را که در آنجا در سه مرحله نصب تجهیزات ممانعت کننده تولید شن، مشبک کاری و نصب تجهیزات لوله مغزی و شیر کنترلی جریان گاز انجام شد به یک مرحله تقلیل دادند به طوری که همه مراحل فوق الذکر را با یک مرحله مداخله در چاه انجام دادند. تجهیزاتی که در این نصب به کار برده شده بود Seal Assembly، تفنگ TCP نصب روی لوله مغزی برای مشبک کاری، شیر کنترلی WRFC-H که با غربال یکپارچه شده و توپک XMP تولید بود. بعد از عملیات راندن و قفل شدن آویز لوله مغزی در سر چاه، عملیات اعمال فشار به فضای حلقوی بین لوله مغزی و لوله جداری انجام شد و سپس این فشار آزاد شد تا از این طریق تفنگ مشبک کاری شلیک کند. بعد از اطمینان از شلیک تفنگ، اعمال فشار به روی لوله مغزی فشار وارد شد تا توپک تولید در جای خود محکم شود. شکل2 نحوه تکمیل و ورود گاز از کلاهک گازی به لوله مغزی را نشان می دهد.

با انجام این عملیات در این میدان روی چهار چاه تولیدی، ۲٫۸ میلیون دلار هزینه هایی که در تکمیل سنتی تحمیل می شد حذف گردید.



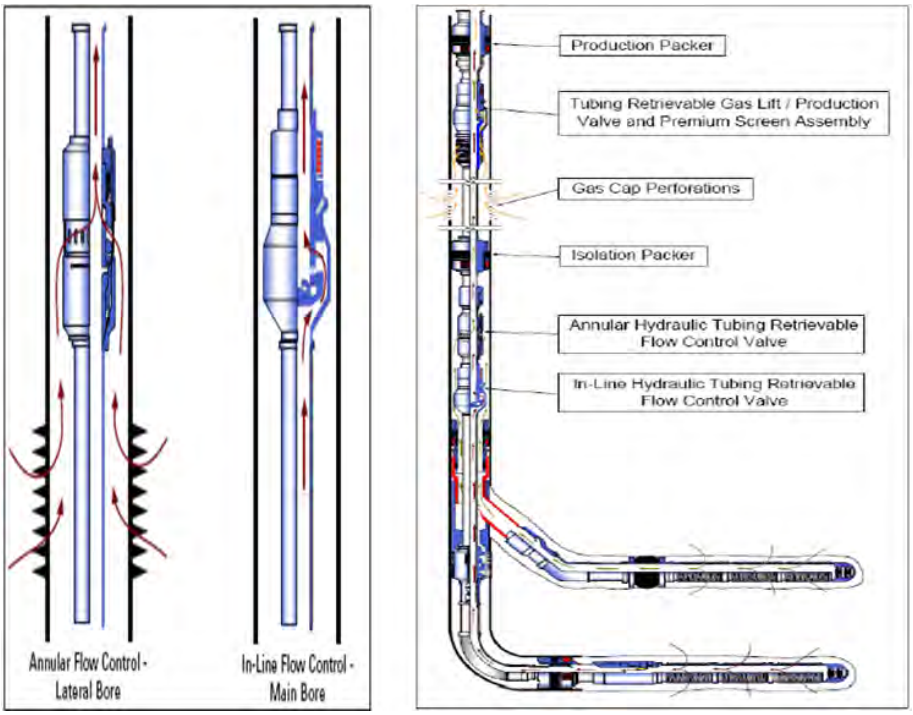
شکل2 نحوه تکمیل چاه با تکنولوژی هوشمند و به کارگیری روش فرازآوری طبیعی با گاز در میدان Fram Vest

www.SID.ir

Archive of SID

۳-۳- میدان Troll در یک چاه چند شاخه [3]

شرکت Hydro با انجام هر پروژه تجربه ای کسب و از آن در پروژه دیگر استفاده می کرد. در این چاه چند شاخه نیـز چـون هم نیاز بود که جریان نفت از شاخه ها کنترل شود و نیز جریان گاز از کلاهک گازی مدیریت شود سیستم استفاده شده در میـدان Fram Vest (سیستم فرازآوری طبیعی گاز تک ران) را با سیستم کنترل جریان شاخه اصلی و فرعی چاه چند شاخه تلفیق کرد.



شکل3 نحوه تکمیل چاه با تکنولوژی هوشمند و به کارگیری روش فرازآوری طبیعی با گاز در یک چاه چند شاخه در میدان Troll

در این نصب یک خط کنترل جهت عملکرد هر دو شیر کنترل هیدرولیکی جریان نفت از شاخه ها به کار برده شد. برای کنترل جریان گاز نیز برای شیر کنترلی آن یک خط کنترل هیدرولیکی جداگانه تعبیه شد. برای اطمینان از انتخاب صحیح سایز چوک ها برای هر شیر مدلسازی جریان نیاز بود.

۳-۴- میدان Vestflanken در یک چاه چند شاخه[3]

اهدافی که شرکت Hydro از به کارگیری روش فرازآوری طبیعی با گاز در کنار تکنولوژی چاه هوشمند در این میدان داشت کنترل جریان در چاه چند شاخه که دارای فرازآوری طبیعی با گاز و نیز تولید گاز با دبی بالا بود. نوع تکمیل چاه این چاه به مانند تکمیل چاه چند شاخه میدان Troll بود با این تفاوت که خطوط کنترلی شیرهای TRFC-HN از یک خط به دو خط تبدیل شد که منتج به انعطاف پذیری بیشتر برای کنترل جریان نفت شد.

www.SID.ir

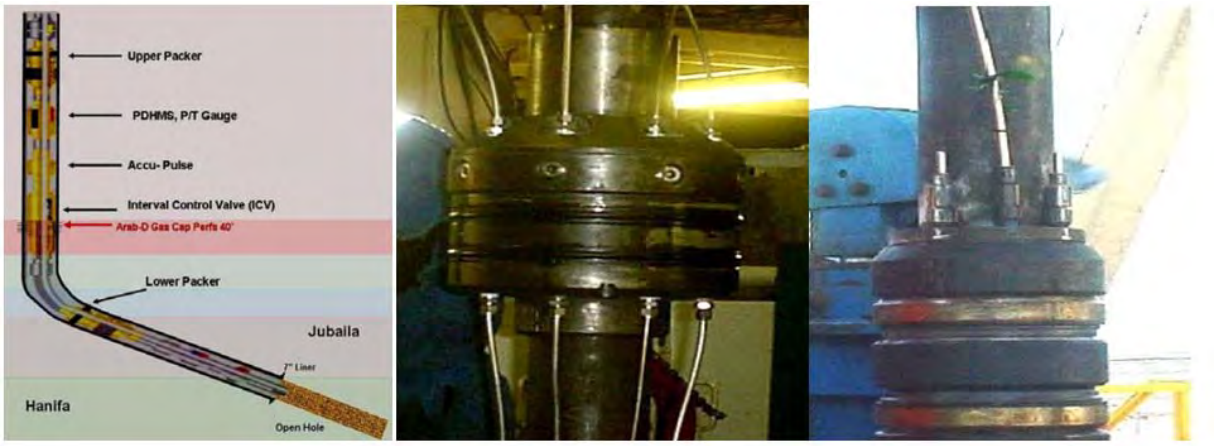
Archive of SID

۳-۵- میدان Abquiq عربستان سعودی [1]

در این میدان لایه Arab-D در بالای لایه حنیفا قرار دارد. از کلاهک گازی ۴۰ فوتی لایه Arab-D برای اجرای روش فرازآوری طبیعی با گاز روی یک چاه با تولید متناوب از مخزن حنیفا با تراوایی پایین استفاده شد. این چاه دارای آب برش بالا و تولید کم بود. با اعمال این روش توانستند تولید متناوب این چاه را به تولیدی پیوسته تبدیل کنند. تجهیزاتی که در این میدان استفاده شد شیر درون چاهی هیدرولیکی کنترل شونده از سطح و تنظیم کننده جریان گاز از کلاهک گازی به داخل لوله مغزی بود که خود عاملی در جهت حذف تجهیزات فرازآوری مصنوعی در سطح و هزینه های عملیاتی مربوطه بود.از دیگر فواید می توان به هزینه عملیاتی کم و کاهش مداخله در چاه در مقایسه با روش های مصنوعی فرازآوری مانند ESP اشاره کرد. تیم فنی که در این پروژه مشغول بودند شامل اعضایی از مهندسی بهره‌برداری، طراحی تأسیسات، مدیریت مخزن، توصیف مخزن و حفاری و تعمیر چاه بودند.

میدان Abqaiq از دو مخزن اصلی Jurassic Arab D و مخزن حنیفا تشکیل شده است که میان دو مخزن یک سازند کربناته ناتراوا ضخیم به نام Jubaila به ضخامت 450 فوت وجود دارد. مخزن Arab D دارای تولید مناسب و تراوایی میانگین ۴۰۰ میلی دارسی اما مخزن حنیفا دارای تراوایی پایین ماتریکس در حدود ۱ تا ۲ میلی دارسی است. از طریق داده های تولید اثبات شده است که دو مخزن به علت وجود گسل ها و شکاف های گسترش یافته در سازند ضخیم Jubaila دارای ارتباط عمودی هستند. نفت در هر دو مخزن دارای درجه API ۳۷ و GOR برابر 860SCF/STB می باشد.

تراوایی پایین سنگ حنیفا تاثیر معکوس در ضریب بهره دهی و تزریق پذیری داشته و باعث شده چاه های تولیدی و تزریقی که در تماس با شکاف های بزرگ نیستند دبی خیلی پایینی داشته باشند. همین مسئله موجب کشته شدن چاه ها در آب برش کمتر از ۴۰ درصد می شد. تراوایی بسیار کم مخزن حنیفا باعث شد که فشار چاه های تزریقی در دامنه مخزن به طور مناسب به چاه هایی که در قله مخزن هستند نرسد. برای این حل این چالش شرکت آرامکو چندین پروژه را انجام داد که در نهایت توانست از طریق به کارگیری روش فرازآوری طبیعی با گاز با استفاده از تکنولوژی چاه هوشمند به هدف خود برسد. شکل4 تمامی اجزای این تکمیل هوشمند را نشان می دهد. شیر کنترلی جهت کنترل جریان گاز در این چاه دارای ۱۱ حالت است. آویز لوله مغزی و توپک دارای محل هایی برای عبور خطوط کنترل سیستم تکمیل هوشمند و شیر امنیتی زیر سطحی می باشد.

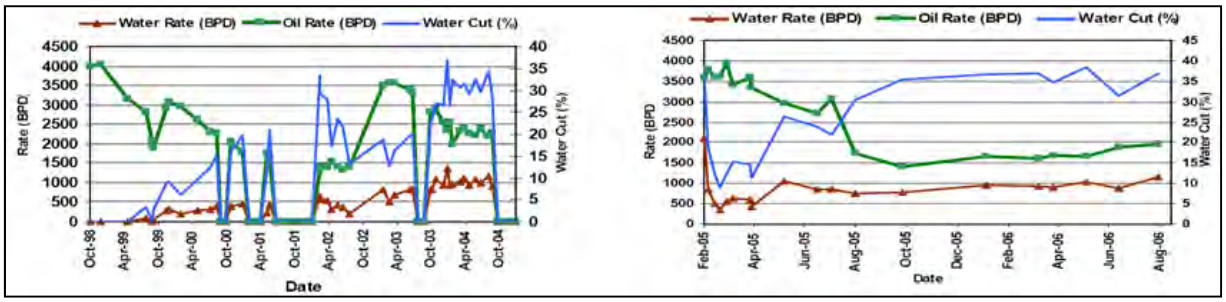


شکل4 نحوه تکمیل چاه در میدان Abquiq، توپک لوله مغزی (سمت راست)، آویز لوله مغزی (وسط)، تجهیزات درون چاهی (سمت چپ)

www.SID.ir

Archive of SID

شکل5 نشان می دهد که بعد از به کارگیری روش فرازآوری طبیعی با گاز، تولید چاه از حالت متناوب به تولیدی پیوسته تبدیل شده است.



شکل5 دبی چاه مورد نظر قبل از به کارگیری روش فرازآوری طبیعی با گاز (سمت چپ) و بعد از به کارگیری این روش (سمت راست)

۴- به کارگیری تکنولوژی چاه هوشمند در تزریق درونی گاز در یک مورد جهانی

۴-۱- تزریق درونی گاز در بلوک ۱۱ در میدان South West Ampa در برونئی[4]

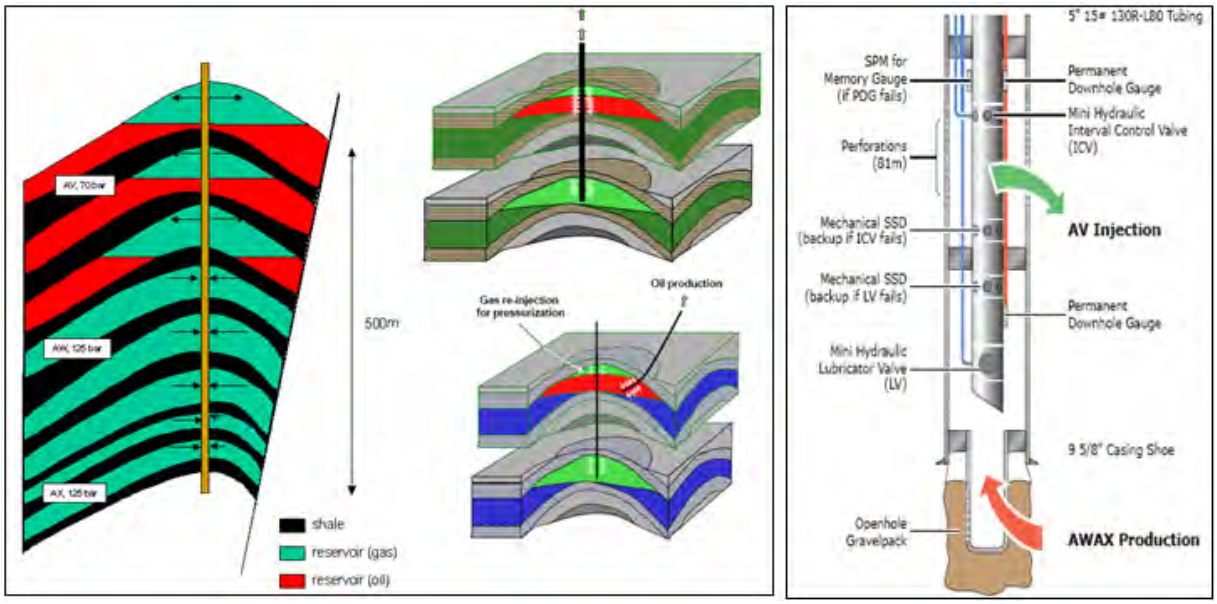
در چاه SWA-285 تزریق جریان متقاطعی از گاز از مخازن گاز AW/AX در عمق پایین تر به کلاهک های گازی مخازن نفتی AV که در روی مخازن گازی قرار دارند انجام شد که نتیجه این عملیات حفظ فشار بدون نیاز به تاسیسات سرچاهی بود. از طریق شیرهای کنترل شونده از سطح و گیج های دائمی درون چاهی پایش و کنترل تزریق گاز انجام شد. بعد از ۱۷ ماه تزریق گاز، افزایش فشار مخزن در تعدادی از چاه های مشاهده ای رکورد شد.

تولید مخازن نفت AV در بلوک ۱۱ در میدان SW Ampa از سال ۱۹۷۲ شروع شد. این مخزن از لایه های شنی و شیلی در عمق ۱۸۰۰-۲۰۰۰ (mss) تشکیل شده که تراوایی آن در بازه ۲۰۰ تا ۶۰۰ میلی دارسی و تخلخل۲۰-۲۵ درصد است. درجه API نفت آن ۴۰ و گرانروی۰,۳۵ cp می باشد و نفت در جا قابل انتظار ۲۲۸ میلیون بشکه و تا سال ۲۰۰۱، ۳۸ درصد آن تولید شده بود. مکانیزم تولید مخازن AV، رانش گاز است که از طریق کلاهک گازی بزرگ تامین می شود. ضریب برداشت دیگر مخازن SW Ampa بالای ۵۰ درصد و تامین فشار آنها از طریق آبده قوی منطقه ای می باشد اما بلوک ۱۱ با این آبده ارتباط ندارد.

فشار AV از ۲۷۶۰psi ابتدایی به حدود ۱۰۲۰ psi در سال ۱۹۹۹ رسید. به همین دلیل چندین چاه در این بلوک با کاهش نرخ تولید و مشکل فرازآوری مواجه شدند. در طرح توسعه میدان جهت حفظ فشار و ضریب برداشت AV، تزریق سنتی گاز و آب لحاظ شد اما به دلیل هزینه های بالا مورد قبول واقع نشد. به دلیل قرارگیری مخازنAV روی مخازن گازی AW/AX که دارای فشار حدود ۱۸۱۰ psiو حجم گاز در جای باقیمانده 0.6 Tcf بودند پیشنهاد تزریق درونی چاه برای ارتقای مکانیزم رانش شد. به همین دلیل چاهی در قله AV و AW/AX حفر شد تا جریان متقاطعی از گاز AW/AX به درون کلاهک های گازی مخازن AV تزریق شود. از تعداد ۶ چاه تولیدی و اضافه کردن یک چاه دیگر برای تزریق درونی ضریب برداشت بلوک ۱۱ به ۵۴ درصد رسید.

www.SID.ir

Archive of SID



شکل6 تزریق درونی گاز در بلوک ۱۱ در میدان SWA (سمت چپ) و شیر کنترلی تکنولوژی چاه هوشمند (سمت راست)

۵- نکات آموزنده از موردهای جهانی فرازآوری طبیعی با گاز و تزریق درونی گاز

با بررسی موردهای جهانی فوق الذکر نکات آموزنده زیر مورد توجه قرار می گیرد:

- می توان از مخازنی که دارای کلاهک گازی هستند با انجام مطالعات لازم که قبلا ذکر شد برای دیگر مخازنی که در بالا یا پایین آنها قرار دارند استفاده کرد.
- انجام مطالعات به صورت تیمی باعث خلق نوآوری ها و استفاده بهینه از پتانسیل های منابع می باشد.
- کسب تجربه از عملیات های مختلف می تواند برای بهینه سازی عملیات های مشابه و کاهش هزینه های عملیاتی موثر باشد.
- انجام مدلسازی برای بدست آوردن اندازه بهینه شیرکنترلی تزریق گاز بسیار اهمیت دارد
- به نظر می رسد ایران نیز مخازنی داشته باشد که مشابه موارد فوق باشد و پتانسیل به کارگیری این روشها وجود داشته باشد.
- به کارگیری تجربه افراد مجرب در انجام کارها بسیار مناسب است اما نباید طوری باشد که کارشناسان را از خلق نوآوری ها بازدارد.

۶- نتیجه گیری

این مقاله به معرفی تکنولوژی و روشی نو در صنعت نفت برای بهبود تولید نفت با صرف هزینه های کمتر پرداخت که باعث ایجاد انگیزه برای بررسی پتانسیل های موجود در مخازن ایران می شود.

با پیاده سازی تکنولوژی هوشمند در عملیات فرازآوری، رانش و تزریق درونی گاز فواید ذیل نسبت به نوع سنتی آن قابل ملاحظه است:

www.SID.ir

Archive of SID

- تجهیز کردن چاه به سیستم فرازآوری در هنگام تکمیل اولیه چاه
- نداشتن تاخیر در تولید
- نیاز نداشتن به منبع تامین گاز دیگر
- نیاز نداشتن به خط جریان تامین گاز برای هر چاه
- کاهش چشمگیر مشکلات ایمنی
- کاهش هزینه های ثابت و عملیاتی
- تولید گاز
- کنترل از راه دور شیرهای فرازآوری گاز

مراجع

[۱] Nashi M.Al-Otaibi et.al. , 2006, Smart Well Completion Utilizes Natural Reservoir Energy to Produce High Water Cut and Low Productivity Index Well in Abqaiq Field, SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, SPE 104227
[۲] Adam Vasper, SPE, Schlumberger, 2006, Auto, Natural or In-Situ Gas Lift System Explained, SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, SPE104202
[3] I.Raw, and E.Tenold, 2007, Achievements of Smart Well Operations: Completion Case Studies for Hydro, SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition in United Kingdom, SPE107117
[4] Hon Chung Lau, et.al. , 2001, Intelligent Internal Gas Injection Wells Revitalise Mature S.W. Ampa Field, Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference in Malaysia, SPE72108

www.SID.ir

Archive of SID

www.SID.ir