

پیش‌بینی تولید ماسه در سنگ مخزن هیدروکربوری میدان شاه دنیز، حوضه دریای خزر با استفاده از نگارهای چاه‌پیمایی

علی غلامی و بجویه^۱، محمد حسن پورصدقی*^۱، علی کدخدائی^۱ و احمد شیرزادی^۲

۱- گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه تبریز، ایران

۲- شرکت نفت خزر، تهران، ایران

تاریخ پذیرش: ۹۸/۲/۱۱

تاریخ دریافت: ۹۷/۷/۱۹

چکیده

از مشکلات اساسی موجود در حفاری چاه‌های نفت و گاز ناپایداری‌های قابل توجه در چاه در طی حفاری است که منجر به شکسته شدن محدود سازندهای احاطه کننده چاه در طی تولید می‌شود. این رخداد که تولید ماسه نام دارد از شکست قابل توجه سازند، طی تولید در اثر عملکرد تنش‌های تکتونیکی احاطه کننده در اطراف چاه حاصل می‌شود. این پدیده منجر به برخی از آسیب‌ها از جمله فرسایش تجهیزات درون‌چاهی و برون‌چاهی شده و باعث مهاجرت ذرات ریز در محیط متخلخل به سمت چاه خواهد شد. حفاری در متن یک سازند، منجر به تجمع تنش‌ها در اطراف دیواره چاه شده که می‌تواند منجر به شکست سازند شود. هدف از این پژوهش پیش‌بینی تولید ماسه در چاه نفتی SDX-5 میدان گازی شاه‌دنیز کشور آذربایجان با استفاده از پارامترهای ژئومکانیکی، پتروفیزیکی، تکتونیکی و اطلاعات نمودارهای چاه‌پیمایی است. بدین منظور از نرم‌افزار STABView جهت آنالیز داده‌های ژئومکانیکی استفاده گردید. با استفاده از مؤلفه‌هایی همچون پارامترهای سازند، تنش و مکانیک سنگ و تحلیل نمودارهای آزمون، شیب، قطبی و پروفیل‌های عمق، مشخص گردید که برای رژیم تنش فشارشی، آزمون بهینه حفاری موازی با جهت تنش افقی حداکثر و همچنین شیب بهینه حفاری به صورت افقی برای جلوگیری از تولید ماسه، خواهد بود. همچنین مقادیر فشار فروریزش بهینه و نرخ بهینه دبی تولید هیدروکربن برای سازندها، به خصوص سازندهای سنگ مخزن، جهت پیش‌گیری از تولید ماسه، تعیین شد.

کلمات کلیدی: تولید ماسه، تنش، نرم‌افزار STABView، میدان نفتی، نگار چاه‌پیمایی، معیار شکست

مقدمه

ناپایداری قابل توجه در چاه در طی حفاری و شکسته شدن محدود سازندهای احاطه کننده چاه در طی تولید. مشکل دوم تحت عنوان تولید ماسه (تولید ذرات جامد) است که از شکست قابل توجه سازند در طی تولید نتیجه می‌شود.

مشکلات موجود که در حفاری چاه‌های نفت و گاز به ۲ گروه کلی تقسیم می‌شوند: جلوگیری از

با محاسبه تنش‌های مماسی و محوری و شعاعی و بررسی وضعیت و نوع شکستگی‌های دیواره چاه از مدل‌های شکست برشی و بررسی تنش‌ها، می‌توان مدل‌های شکست برشی چاه را به‌دست آورد [۴].

روش تحقیق

معیار شکست

معیار شکست برشی برای یک سنگ یک تابع ریاضی است که میدان تنش ۳ محوری را تعیین می‌کند که در آن شکست برشی فشارشی رخ می‌دهد. معیار شکستی که در عموم حالت‌ها برای مطالعات پیش‌بینی تولید ماسه به‌کار برده می‌شود معیار خطی مور-کولمب است. براساس این معیار در شرایط تولید، نیروی برشی سنگ (τ_{mohr}) و تنش برشی به‌کار برده شده (τ_{max}) از طریق رابطه زیر به‌دست می‌آید:

$$\tau_{Mohr} = C \cos \varphi + \sin \varphi \left(\frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} - P_w \right) \quad (1)$$

$$\tau_{Max} = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \quad (2)$$

که C چسبندگی و φ زاویه اصطکاک داخلی است. شروع تولید ماسه زمانی رخ می‌دهد که τ_{max} از τ_{mohr} تجاوز کند. شکست‌هایی که در تولید ماسه می‌تواند رخ دهد اغلب شکست‌های برشی هستند. شکست برشی احتمالاً در طول مدت حفاری رخ می‌دهد که در نهایت منطقه منبسط شده‌ای را در ناحیه پلاستیک باقی می‌گذارد [۵]. مقاومت برشی شامل دو قسمت می‌شود: ۱- پیوندهای فیزیکی بین دانه‌های مجاور یا چسبندگی ۲- اصطکاک. اگر ساختار سنگ مخزن سفت و محکم باشد، در مقابل تنش‌های اعمال‌شده از خود پاسخ ارتجاعی نشان می‌دهد و اگر ضعیف و سست باشد وقتی این گسیختگی و شکست اتفاق می‌افتد، ذره‌های جامد کوچک و بزرگی تولید می‌شوند و ساختار صفحه شکست، رو به نابودی می‌رود. این نوع شکست با معیار شکست موهر-کلمب قابل پیش‌بینی است [۵].

در این پدیده دانه‌های ماسه به سمت فشارهای زیاد وارده در جهت تنش حداکثر، از سنگ مخزن جدا می‌شوند. دریای خزر به‌دلیل وجود ذخایر عظیم هیدروکربوری آن شهرت فراوانی دارد. حوضه جنوبی خزر شامل جنوب دریای خزر، شرق آذربایجان، غرب ترکمنستان و شمال ایران است [۱]. هدف این پژوهش بررسی مشکلات تولید ماسه در چاه SDX-5 میدان گازی شاه‌دیز واقع در کشور آذربایجان، با استفاده از اطلاعات پتروفیزیکی، ژئومکانیکی، تکتونیک، لاگ‌های صوتی و سایر لاگ‌ها است. از تحقیقات انجام شده در این زمینه می‌توان به پژوهش پرکینز و وینگارتن که طی مقاله‌ای روش گراول‌پک را برای کنترل تولید ماسه در چاه‌های گازی معرفی کردند و نتایج حاصل از این روش برای ۱۳ میدان موجود در خلیج ایالات‌متحده در منطقه ساحلی، به‌کار برده شد، که این روش از آن زمان به‌صورت گسترده در گستره جهانی به‌کار برده شد، اشاره کرد [۲]. بورتن و همکاران، اقدام به پیش‌بینی تولید ماسه براساس اندازه‌گیری‌های مغزه، آنالیزهای لاگی و شبیه‌سازی پیش‌بینی شکست سازند و نرخ تولید ماسه و اندازه‌گیری‌های میدانی تولید ماسه کردند. در این مطالعه روش‌های مختلف پیش‌بینی تولید ماسه مورد بحث قرار گرفته است. استراتژی موجود در این مطالعه، این موضوع را نشان می‌دهد که مدیریت و کنترل ماسه و سایر موارد، یک توسعه بسیار بزرگ را برای چرخه زندگی نفت سنگین شمال در پی دارد [۳]. همچنین صادق بارونی زاده و محمد آبدیده نیز به تحلیل پتانسیل تولید ماسه در مخزن آسماری پرداختند. در این پژوهش، پس از قرائت داده‌های پتروفیزیکی از جمله لاگ صوتی، به محاسبه مدول‌های الاستیک سنگ مخزن در حالت دینامیکی پرداخته و بعد از تبدیل آن‌ها به حالت استاتیکی به محاسبه مقاومت تک‌محوری سنگ مخزن پرداخته و فشار منفذی و بزرگی تنش‌های برجا (تنش عمودی و تنش‌های افقی حداقل و حداکثر) را به‌دست آورده‌اند. در نهایت

و در نهایت تحلیل نرم‌افزاری است. اولین قدم مربوط به نرم‌سازی^۱ داده‌های اولیه به‌دست آمده از اندازه‌گیری لاگ‌های صوتی از جمله زمان گذر امواج صوتی برشی و فشارشی و داده‌های چگالی است. نرم‌سازی داده‌ها توسط روش متوسط و با استفاده از نرم‌افزار Geolog, 2012 انجام شد (شکل ۱). مرحله بعدی محاسبه سرعت امواج فشارشی و

برشی است. برای محاسبه سرعت موج فشارشی از رابطه ۴ و برای محاسبه سرعت موج برشی به‌دلیل آنکه مقدار زمان گذر موج برشی (DTs) برای تمامی اعماق مورد نظر در اختیار نبود، یک معادله تجربی براساس نسبت Vp/Vs طراحی شد که مطابق رابطه ۵ است:

$$Vp(km/sec) = \frac{304.8}{\Delta t(\mu sec/ft)} \quad (4)$$

$$Vs(km/sec) = 0.7082 \times Vp(km/sec) - 0.8092 \quad (5)$$

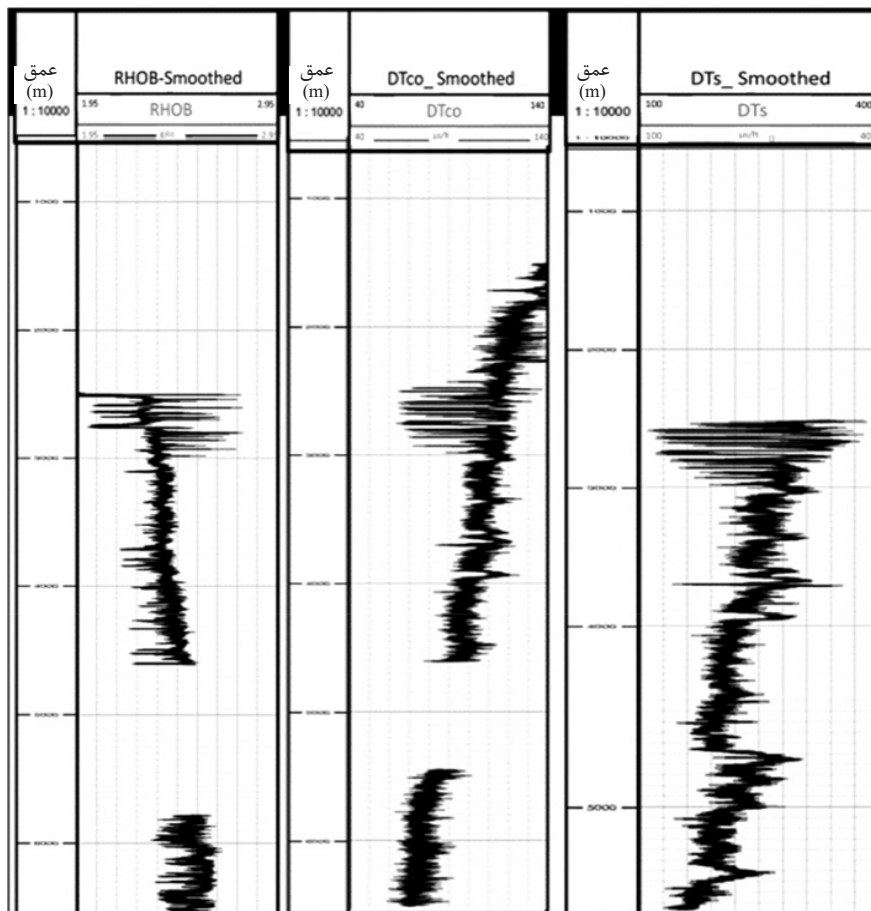
این معیار بیان می‌کند که تنش برشی در یک صفحه معین در سنگ به یک مقدار بحرانی مشخص برسد:

$$\tau = C + \sigma_n \tan \varphi \quad (3)$$

که τ تنش برشی، C مقاومت چسبندگی، σ_n تنش عمود و φ زاویه اصطکاک است.

تولید ماسه

مشکل تولید ماسه عمدتاً در سازندهای سست ظاهر شده و در سازندهای عمیق‌تر از ۳۵۰۰ m نیز محتمل است [۵ و ۶]. پیش‌بینی تولید ماسه شامل سه بخش اصلی می‌شود که شامل محاسبه پارامترهای سازند از جمله پارامترهای فیزیکی (زاویه اصطکاک داخلی، تخلخل و چگالی) و مکانیکی (سرعت موج فشارشی و برشی، نسبت پوآسون، مدول‌های الاستیک و...)، محاسبه پارامترهای تنش



شکل ۱ نمودار فیلترینگ داده‌ها. نتایج داده‌ها، مربوط به چاه SDX-5 قبل و بعد از اعمال فیلتر توسط نرم‌افزار ژئولاگ

یانگ بالا، معمولاً تمایل به یک زاویه اصطکاک داخلی بالایی دارد [۱۰]. بر این اساس آقای لال برای محاسبه زاویه اصطکاک داخلی برای شیل، رابطه تجربی فوق را ارائه داد که به طور مستقیم با سرعت موج فشارشی در ارتباط است [۹]:

$$\varphi = \sin^{-1} \left(\frac{V_p - 1000}{V_p + 1000} \right) \quad (7)$$

که در این رابطه، V_p سرعت موج فشاری برحسب m/s است. اما آقایان وینگارتن و پرکینز برای ماسه سنگ رابطه زیر را ارائه دادند که در این معادله تداخل نقش اساسی را ایفا می کند [۲]:

$$\varphi = 57.8 - 105\Phi \quad (8)$$

که در این رابطه، تداخل است که از رابطه زیر حاصل خواهد شد:

$$\Phi = \left(\frac{\Delta t - 55}{189.5 - 55} \right) \quad (9)$$

که در این رابطه Δt زمان عبور موج فشاری برحسب $\mu\text{s}/\text{ft}$ است. لازم به ذکر است که رفتار مکانیکی سنگ‌هایی مانند گل سنگ و سنگ رس در مهندسی نفت، همانند رفتار مکانیکی شیل است [۸]، بنابراین برای سازندهایی که جنس آن‌ها رس سنگ و گل سنگ است، از معادله‌ای که برای شیل حاصل شده است استفاده خواهیم کرد. همچنین برای سازند انیدریتی، چون مقدار شیل غالب تر است و حجم زیادی را در این سازند به خود اختصاص داده است، بنابراین از معادله مربوط به شیل، برای محاسبه زاویه اصطکاک داخلی استفاده خواهیم کرد. در جدول ۱ نتایج مربوط به زاویه اصطکاک داخلی برای هر سازند مشخص شده است. لازم به ذکر است که دقیق ترین راه برای به دست آوردن مقادیر چسبندگی و زاویه اصطکاک داخلی، انجام آزمایش مقاومت سه محوری است و اما در میدان شاه‌دیز این آزمایش انجام نگرفته است و بنابراین برای به دست آوردن این مقادیر از روابط تجربی که برای میداین و سنگ‌های مختلف و مشابه با ریولوژی سنگ‌های سازندهای میدان شاه‌دیز ارائه شده بودند، بهره برده شد.

مرحله بعد محاسبه مقدار چگالی با استفاده از رابطه گاردنر و همکاران است [۷]:

$$\rho = \alpha V_p^\beta \quad (6)$$

که در این رابطه α و β مولفه‌های ثابت تجربی به دست آمده هستند که براساس نظریه گاردنر، β برابر با ۰/۲۵ و α بستگی به واحد سرعت موج فشارشی (V_p) دارد که اگر m/s باشد، α برابر با ۰/۲۳ و اگر km/s باشد، α برابر با ۱/۷۴ خواهد بود [۷]. چگالی آب (عمق صفر تا ۵۵۰ m) برابر با ۱/۱ در نظر گرفته شد [۸].

چسبندگی و زاویه اصطکاک داخلی

اولین مرحله در این بخش مربوط به تخمین مقدار ضریب چسبندگی است که برای سازندها تخمین زده شد. با توجه با این مساله که رسوبات موجود در دریای خزر رسوباتی سست و نرم هستند و رفتار مکانیکی آن‌ها از رفتاری ما بین سنگ و خاک پیروی خواهد کرد و همچنین با توجه به فقدان داده‌های آزمایش‌های مختلف از جمله آزمایش مقاومت فشاری سه محوره برای محاسبه ضریب چسبندگی در این پژوهش، مقادیر این مولفه براساس مطالعات آقای زوباک که میزان ضریب چسبندگی را برای رسوبات سست و نرم براساس آزمایش‌های مختلف برآورد شده است، تخمین زده شد، [۸] که مقادیر وارد نرم افزار شدند و در جدول ۱ در معرض نمایش قرار گرفته‌اند. همچنین مقادیر زاویه اصطکاک داخلی براساس مطالعات لال [۹] و وین گارتن و پرکینز محاسبه شدند [۲]، که از یکسری روابط تجربی برای محاسبه مقدار زاویه اصطکاک داخلی با استفاده از اندازه گیری لاگ‌های ژئوفیزیکی، براساس نوع سنگ، استفاده شد. همچنین به ندرت یک مقدار خاص و مشخصی از زاویه اصطکاک داخلی برای یک جنس از سنگ‌ها وجود دارد، زیرا نقاط مقاوم به عنوان یک تابع از فشار محدود کننده، معمولاً به صورت خطی است. با این حال، برخی از شواهد آزمایشگاهی نشان می‌دهد که برای مثال سنگ شیل، با مدول

جدول ۱ خلاصه‌ای از محاسبه تمامی داده‌های مورد نیاز برای پیش‌بینی تولید ماسه

چسبندگی بر حسب (psi)	زاویه اصطکاک داخلی (°)	مقاومت فشاری تک‌محوره (psi)	مدرول یانگ بر حسب E+06 psi	نسبت پواسون	گرادین فشار مفندی بر حسب (psi/ft)	گرادین تنش افقی حداقل (psi/ft)	گرادین تنش افقی حداکثر (psi/ft)	گرادین تنش قائم بر حسب (psi/ft)	سازندها	ردیف
۹۶	۲۳/۲۹	۳۹۸۵/۸۸۸	۰/۶۰۹۹۳۱	۰/۴۲۶۴	۰/۵۱۹۴۵۰۵	۱/۰۸۵۱۲۰	۱/۳۹۶۳	۰/۷۷۳۸۸	Novo-Caspian	۱
۱۸۷	۲۴/۷۴	۴۲۶۶/۶۶۵	۰/۷۴۷۷۹۱	۰/۴۱۷۱	۰/۶۳۴۶۱۳۲	۱/۰۷۳۵۶۴	۱/۱۱۸۶	۱/۰۲۸۴۸	Absheron	۲
۲۳۵	۲۶/۸۳	۴۶۸۷/۲۲۸	۱/۰۲۵۲۱۳	۰/۴۰۳۴	۰/۵۱۰۷۳۲۱	۱/۲۱۷۲۳۵	۱/۴۴۳۸	۱/۱۵۷۱۸	Akhagyl	۳
۴۱۰	۱۰/۷۱	۴۶۹۰/۲۸۸	۱/۰۱۲۰۹۷	۰/۴۰۳۳	۰/۸۰۷۷۱۰۷	۱/۲۸۲۹۶۴	۱/۳۳۷۷	۱/۲۰۱۶۸	Upper Surakhany	۴
۵۰۸	۲۸/۵۵	۵۱۲۱/۴۳۹	۱/۳۶۹۳۷۹	۰/۳۹۱۲	۰/۶۳۱۲۷۱۲	۱/۲۲۹۲۱۷	۱/۳۸۴۶	۱/۰۸۱۸۷	Surakhany Anhydrite	۵
۵۰۸	۲۱/۷	۵۴۹۸/۷۰۹	۱/۷۶۵۶۸۴	۰/۳۸۰۰	۰/۵۶۷۳۹۱۹	۱/۲۸۳۷۷۴	۱/۳۸۱۹	۱/۲۰۱۱۲	Upper Surakhany	۶
۴۹۳	۳۱/۲۳	۵۷۹۴/۶۴۲	۲/۰۸۷۴۶	۰/۳۷۱۹	۰/۶۹۶۷۱۶۱	۱/۲۶۸۶۵۰	۱/۳۵۶۷	۱/۱۰۳۸۰	Middle Surakhany	۷
۶۵۳	۲۲/۴۹	۵۵۷۰/۲۷	۱/۹۶۰۷۳۳	۰/۳۷۸۱	۰/۷۳۹۷۷۴۷	۱/۱۸۲۱۳۸	۱/۳۰۳۶	۱/۰۴۶۹۹	Lower Surakhany	۸
۵۹۰	۳۲/۰۷	۶۵۵۳/۵۱۹	۲/۸۱۹۲۹۲	۰/۳۵۳۸	۰/۸۸۷۱۲۵۳	۱/۲۱۹۹۶۳	۱/۴۷۸۴	۱/۱۶۱۵۷	Sabunchi Suite	۹
۱۵۶۰	۳۶/۹۳	۷۷۵۱/۲۱۸	۳/۹۳۰۶۸۹	۰/۳۲۷۶	۰/۴۶۱۳۵۸۸	۱/۳۰۳۶۸۹	۱/۴۵۵۴	۱/۲۰۲۰۲	Upper Balakhany	۱۰
۱۳۰۵	۴۳/۰۹	۸۰۴۷/۹۷۸	۴/۳۵۹۳۰۴	۰/۳۲۱۹	۰/۵۱۶۹۵۰۲	۱/۱۵۵۵۸۲	۱/۲۴۴۵۲	۱/۰۵۶۵۲	Lower Balakhany	۱۱

مدول‌های الاستیک

جزئیات مکانیکی سنگ می‌توانند از دو منبع مختلف حاصل شوند [۱۱]:

۱- اندازه‌گیری‌های آزمایشگاهی، که از اندازه‌گیری‌های مستقیم پارامترهای مقاومت و رفتار الاستیک استاتیک مغزه قابل تعیین هستند.

۲- اندازه‌گیری‌های درون چاه‌ی که از طریق نگاره‌های چاه‌پیمایی برای تعیین ثابت‌های دینامیک الاستیک از طریق اندازه‌گیری‌های مداوم سرعت امواج برشی و فشارشی، تعیین می‌شوند. روش دوم بهترین و دقیق‌ترین روش برای اندازه‌گیری‌های مدول‌های الاستیک، به حساب می‌آید. بنابراین با استفاده از مقادیر محاسبه شده، برای محاسبه نسبت پواسون از رابطه ۱۰، مدول یانگ از رابطه ۱۱، مدول برشی از رابطه ۱۲ و مدول بالک از رابطه ۱۳ استفاده شد [۱۲]:

$$g = \frac{1}{2} \left[\frac{V_p^2 / V_s^2}{V_p^2 / V_s^2} - 1 \right] - 2 = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta t_s^2 - 2\Delta t_p^2}{\Delta t_s^2 - \Delta t_p^2} \right] \quad (10)$$

نسبت پواسون، ضریبی بدون واحد بوده و مقدار آن برای نمونه‌های ماسه‌سنگ در محدوده ۰/۲ و برای نمونه‌های سنگ‌آهک در محدوده ۰/۳ الی ۰/۳۵ در شرایط دما و فشار مخزن قرار دارد [۸ و ۱۲]:

$$E (psi) = \left[\frac{\rho}{\Delta t_s^2} \right] \left[\frac{3\Delta t_s^2 - 4\Delta t_p^2}{\Delta t_s^2 - \Delta t_p^2} \right] \times 1.34 \times 10^{10} \quad (11)$$

$$G (psi) = \frac{\rho}{\Delta t_s^2} \times 1.34 \times 10^{10} \quad (12)$$

$$K (psi) = \rho_b \left(\left(\frac{1}{\Delta t_p^2} \right) - \left(\frac{4}{\Delta t_s^2} \right) \right) \times 1.34 \times 10^{10} \quad (13)$$

برای محاسبه میزان مقاومت فشارشی تک‌محوره، برای سنگ‌های مختلفی همچون مارن، سنگ‌آهک، ماسه‌سنگ، دولومیت، هماتیت، سرپانتین، دیاباز و توف معادلات مختلفی ارائه گردیده [۱۳، ۱۴، ۱۵، ۱۶ و ۱۷] و در این مطالعه براساس لیتولوژی مخزن از معادله ۱۴ استفاده شده است:

$$UCS = 9.95 Vp^{1.21} \quad (14)$$

در این معادله UCS مقاومت فشاری تک‌محوره (MPa) و Vp سرعت موج فشاری (km/s) است.

فشار منفذی

روشی که برای پیش‌بینی و محاسبه فشار منفذی در این مطالعه به‌کار گرفته شد، روش ایتون است که با استفاده از داده‌های حاصل از چاه‌پیمایی مانند زمان سیر صوت و مقاومت ویژه سازند، تعیین می‌شود [۱۸]:

$$P_{pg} = S_g - (S_g - P_{ng}) \left(\frac{\Delta_m}{\Delta t} \right)^x \quad (15)$$

که در این رابطه P_{pg} گرادیان فشار سازند، S_g گرادیان فشار روباره، P_{ng} گرادیان فشار منفذی هیدرواستاتیک، Δt زمان عبور امواج صوتی اندازه‌گیری شده در شیل که توسط چاه‌پیمایی به‌دست آمده است، Δ_m زمان عبور امواج صوتی در شیل در شرایط فشار نرمال و x یک توان ثابت است که به‌طور رسمی در مطالعات ایتون ۳ در نظر گرفته شده است که این عدد ثابت نیازمند اصلاح در مخازن غیر متعارف و مستحکم و متراکم دارد [۱۸].

زمین‌شناسی منطقه

دریای خزر به‌عنوان یک منطقه بزرگ تولیدکننده ثابت نفت و گاز به‌دلیل وفور منابع نفت و گاز طبیعی در سرزمین‌های روسیه، قزاقستان، آذربایجان و ترکمنستان و ایران، محسوب می‌شود. در این میان کشور آذربایجان یکی از قدیمی‌ترین مناطق تولیدکننده نفت و گاز در جهان محسوب می‌شود [۱]. شاه‌دیز یک ساختار بزرگ پرشیب چهار سویه و محدود در کاسپین جنوبی است [۱۹]. سازندهای تشکیل‌دهنده این میدان شامل سری‌های مولد کلاستیک با سن پلیوسن میانی تا کواترنر می‌شود که به ترتیب از پایین به بالا شامل سازند فاسیلا (ماسه‌سنگ - پلیوسن میانی)، سازند بالاخانی (ماسه‌سنگ و سنگ‌رس - پلیوسن میانی)، سازند صابونچی (ماسه‌سنگ - پلیوسن بالایی)، سازند سوراخانی (ماسه‌سنگ و سنگ‌رس - پلیوسن بالایی)، سازند آق‌چاگیل (گل‌سنگ - اواخر پلیوسن)، سازند آبشرون (گل‌سنگ - پلیوستوسن) و سازند نوو-کاسپین (شیل - کواترنر) است.

جهت و بزرگی تنش در منطقه

در دهانه موازی محور تنش افقی حداقل است [۲۲]. آنالیز محورهای تنش افقی حداکثر یک فرکانس پیک را در محدوده $N30^{\circ}E$ ارائه داد [۲۲]. روند دیگر که دارای مشخصات $N120^{\circ}E$ است از توزیع محورهای تنش افقی حداکثر مربوط به گل‌فشان‌ها و نقشه تنش جهانی شناسایی شده است که بیانگر آزمون تنش افقی حداقل است. بزرگی تنش قائم، در مناطق دور از ساحل، از رابطه ۱۶ حاصل می‌شود [۸]:

$$Sv = \rho_w gz_w + \int_{z_w}^z \rho(z) g dz \approx \rho_w gz_w + \bar{\rho} g (z - z_w) \quad (16)$$

که $\rho(z)$ یک دانسیته و به‌عنوان یک تابع از عمق عمودی صحیح^۱، ρ_w دانسیته آب، و z_w عمق آب، g شتاب گرانشی و $\bar{\rho}$ میانگین دانسیته روباره است [۸ و ۲۴]. همچنین، برای محاسبه مقدار تنش افقی حداکثر از معادله ۱۷ و مقدار تنش افقی حداقل از معادله ۱۸ استفاده می‌کنیم [۸]:

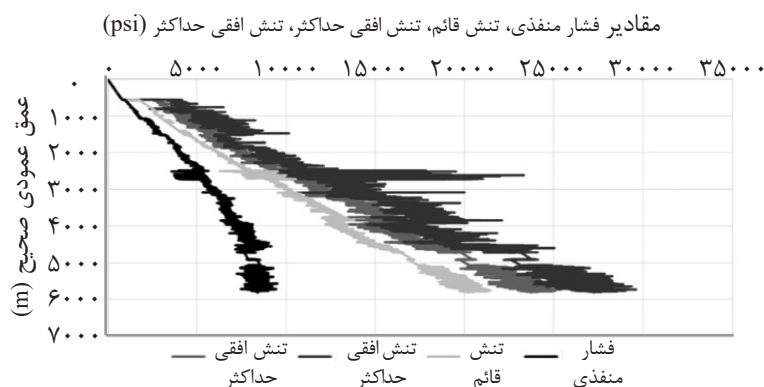
$$\sigma_H = \frac{g}{1-g} \sigma_v + \frac{g}{1-g} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E \varepsilon_h}{1-g^2} + \frac{gE \varepsilon_H}{1-g^2} \quad (17)$$

$$\sigma_h = \frac{g}{1-g} \sigma_v - \frac{g}{1-g} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E \varepsilon_H}{1-g^2} + \frac{gE \varepsilon_h}{1-g^2} \quad (18)$$

که در این رابطه α ضریب بایوت، g نسبت پواسون، P_p فشار منفذی، ε_h و ε_H کرنش در جهت تنش‌های افقی حداقل و حداکثر هستند. لازم به‌ذکر است که ضریب بایوت نسبت میزان تغییر حجم سیال پر شده در تخلخل سنگ، به تغییر حجم کل سنگ زمانی که سیال برای حرکت و مهاجرت به‌سمت بیرون سنگ آزاد است. به‌طور رسمی، در صورت فقدان نتایج آزمایشگاهی، مقدار ضریب بایوت در مطالعات زمین‌شناسی و برای اکثر محیط‌های رسوبی، طبق قانون بایوت [۲۵ و ۲۶]، عدد ۱ در نظر گرفته می‌شود [۲۷]. نتایج حاصله برای بزرگی تنش‌ها و فشار منفذی به‌صورت شکل ۲ ارائه شده‌اند.

بزرگی تنش‌های اصلی حداقل، متوسط و حداکثر ($S1$ ، $S2$ و $S3$) می‌توانند به‌صورت تنش قائم^۱ (حاصل از وزن سنگ‌های پوشاننده بالایی، رسوبات و سیال‌های موجود در آن‌ها)، تنش افقی حداکثر^۲ و تنش افقی حداقل^۳ بیان شوند، که توسط اندرسون ارائه و مطرح‌شده است [۲۰]. جهت تعیین بزرگی تنش‌های تکتونیکی بر جای احاطه‌کننده چاه از روش‌های مختلفی می‌توان بهره‌برد. از جمله این روش‌ها می‌توان به آزمایش نشت^۴، آزمایش نشت تمدید یافته^۵، مینی فراکچر تست^۶ و میکرو فراکچر تست^۷، روابط پرو الاستیک و ... اشاره نمود. با توجه به اینکه این آزمایش‌ها بسیار پرهزینه هستند و به‌دلیل عدم دسترسی به مکانیک سنگ میدان گازی شاه‌دنیز آذربایجان، برای تعیین بزرگی تنش‌ها از روابط پرو الاستیک استفاده شد. استفاده از روابط پرو الاستیک، رایج‌ترین روش محاسبه مقدار عددی تنش افقی حداکثر است [۲۱]. کنترل جهت و مقدار تنش‌های برجا از اصلی‌ترین عوامل در حفاری، استخراج، تکمیل چاه و به‌ویژه در عملیات شبیه‌سازی است [۸]. در میدان گازی شاه‌دنیز، که میدان تنشی حاکم، فشارشی است، دو گسل معکوس شناسایی شده است که یکی از گسل‌ها با ساز و کار معکوس در پهلو سمت غرب میدان و همچنین در قسمت میانی نیز یک تراست عمیق در داخل سری‌های پیش از الیگوسن، موجود است که به نظر نمی‌رسد این دو گسل به‌صورت مستقیم در ارتباط باشند [۱۹]. برای تعیین جهت‌های تنش‌های موجود در منطقه از مطالعات بونینی و همچنین مطالعات بونینی و مازارینی، استفاده شد که در مورد چندین ساختار گل‌فشان دنیا از جمله گل‌فشان‌های موجود در آذربایجان به‌خصوص در ساختار شاه‌دنیز مطالعه کرده‌اند [۲۲ و ۲۳]. جهت طویل‌شدگی در دهانه گل‌فشان‌های فعال موازی با محور تنش افقی حداکثر و جهت کوتاه‌شدگی

1. Sv
2. Shmax
3. Shmin
4. Leak of Test
5. XLOT
6. Mini Fracture Test
7. Micro Fracture Test
8. True Vertical Depth



شکل ۲ نمودار عمق (m) در برابر تنش‌های افقی حداکثر و حداقل و تنش قائم و فشار منفذی (psi)

ماسه از سنگ مخزن و حرکت آن به سمت چاه نفت، به همراه هیدروکربن خواهد شد. اگر فشار فروریزش در متن یک سازند کم باشد، بنابراین فشار تولید نیز برای پیشگیری از تولید ماسه کم خواهد بود و با افزایش اندک در میزان فشار تولید، ماسه نیز سریعاً تولید خواهد شد، اما با زیاد بودن فشار فروریزش، به همان میزان نیز می‌توان فشار تولید را بدون تولید ماسه افزایش داد و پتانسیل تولید ماسه نیز در این حالت کم خواهد بود. لازم به ذکر است که فشار فروریزش معمولاً بین فشار منفذی سازندها و تنش افقی حداکثر، متغیر است. همچنین قابل ذکر است که فشار فروریزش همان فشار ریزش دیواره چاه بوده و تولید ماسه به میزان جریان سیال و ویسکوزیته آن نیز بستگی دارد. در نرم‌افزار STABView جهت پیش‌بینی تولید ماسه، چهار نمودار تحت عناوین پروفیل عمق^۵، نمودار آزیموت^۶، نمودار شیب^۷ و نمودار قطبی^۸، حاصل شدند [۲۸]. تمامی نمودارهای مربوط به پیش‌بینی تولید ماسه برای سازند بالاخانی حاصل شدند. لازم به ذکر است که این سازند از مهم‌ترین سازندهای مخزنی چاه SDX-5 میدان گازی شاه‌دنیز محسوب می‌شود و در عمق ۴۸۷۹/۲۳ تا ۵۷۶۹/۵ m قرار دارد.

طبق شکل، از عمق صفر تا ۵۵۰ m (عمق آب) بزرگی تنش قائم و تنش‌های افقی برابر فشار منفذی است و دلیل آن وجود فشار ناشی از ستون سیال است. مقادیر تنش‌ها نیز بیانگر ساز و کار تنش فشارشی منطقه و تبعیت از قانون اندرسون است. جدول ۱، خلاصه محاسبات داده‌های مورد نیاز نرم‌افزار است.

بحث و نتایج

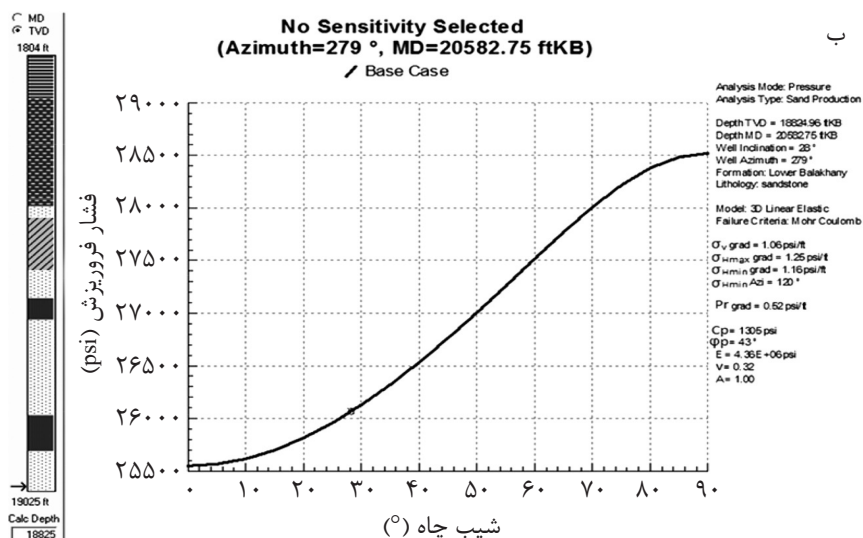
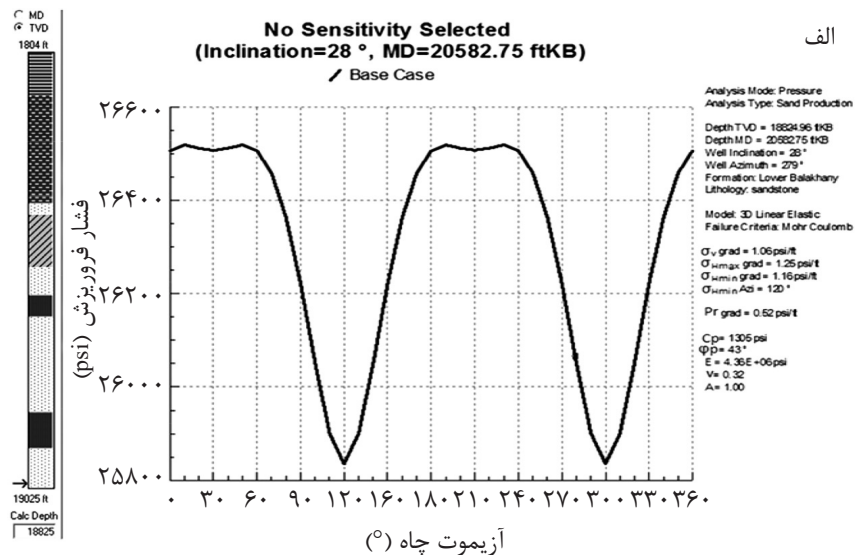
دلیل اصلی تولید و ورود هیدروکربن از سنگ مخزن به چاه، اختلاف فشار بین فشار مخزن^۱ (سازند) و فشار ته چاه^۲ است که منجر به مهاجرت و انتقال هیدروکربن از سنگ مخزن به چاه خواهد شد. اما مهندسين اجازه نخواهند داد که فشار ته چاه صفر بماند و آن را افزایش می‌دهند تا اختلاف فشار بین ته چاه و مخزن زیاد نشود، با این استدلال، عامل اصلی تولید، فشار ته چاه است که به صورت اختلاف فشار بین مخزن و چاه تعریف می‌شود. فشار فروریزش^۳، افت فشار بحرانی تولید هیدروکربن به داخل چاه است. در حقیقت فشار فروریزش، فشار بحرانی لازم برای تولید هیدروکربن، بدون تولید ماسه است و با افزایش فشار تولید و تجاوز آن از مقدار فشار بحرانی فروریزش، ماسه نیز به درون چاه تولید خواهد شد. با افزایش فشار تولید و عبور آن از مرز فشار فروریزش یا MSFDDP^۴، با وجود افزایش تولید هیدروکربن، ماسه نیز تولید خواهد شد و فشار زیاد تولید باعث کنده شدن

1. Formation Pressure
2. Drawdown Pressure
3. Collapse Pressure
4. MSFDDP: Maximum Sand Free
5. Depth Profile
6. Azimuth Plot
7. Inclination Plot
8. Polar Plot

نمودار آزمون و نمودار شیب

آزمون‌های پتانسیل تولید ماسه در بیشترین حد خود قرار دارد. اما در آزمون‌های ۳۰° و ۲۱۰° (موازی با جهت تنش افقی حداکثر) مقدار فشار فروریزش در بیشترین مقدار خود (۲۶۵۰۰ psi) قرار دارد، بنابراین احتمال و پتانسیل تولید ماسه در این آزمون‌ها بسیار کم است. در نتیجه، آزمون بهینه حفاری مربوط به آزمون ۳۰° و ۲۱۰° (موازی با جهت تنش افقی حداکثر) است. شکل ب-۳، نمودار شیب را برای سازند بالاخانی زیرین به نمایش گذارده است.

نمودار آزمون برای نمایش پتانسیل تولید ماسه در آزمون‌های مختلف به کار برده می‌شود. شکل ۳-الف، نمودار آزمون چاه را برای سازند بالاخانی زیرین (با سنگ‌شناسی عمدتاً ماسه‌سنگی) در عمق عمودی صحیح ۱۸۸۲۵ ft، را نشان می‌دهد. با توجه به نمودار، در آزمون ۱۲۰° و ۳۰۰° (موازی با تنش افقی حداقل) مقدار فشار فروریزش در کمترین حد خود (۲۵۸۲۵ psi) بوده و در این بازه



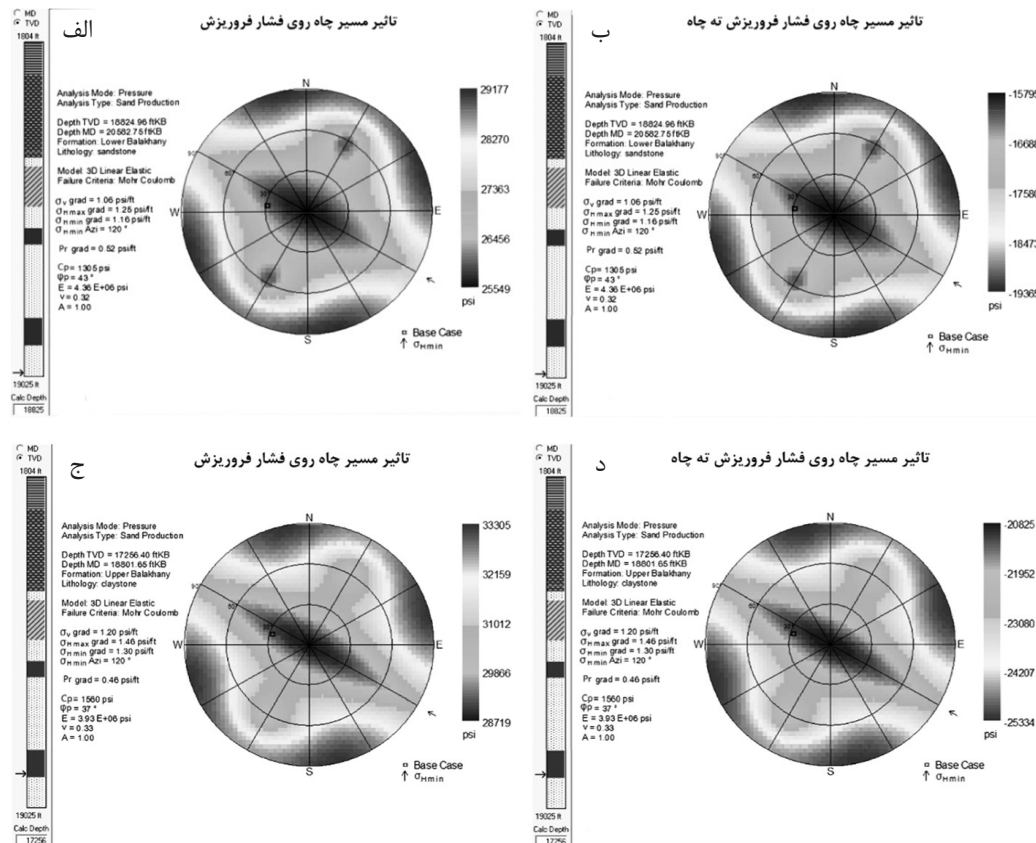
شکل ۳ الف- آزمون الف) و ب- شیب برای سازند بالاخانی زیرین

خطرات تولید ماسه خواهد بود.

نمودار قطبی برای فشار فروریزش و فشار ته چاه

نمودارهای قطبی برای نمایش داده‌های فشار فروریزش به صورت منحنی‌های تباين یا میزان ریسک محاسبه شده برای مسیرهای مختلف چاه است. مرکز نمودار بیانگر صفر درجه زاویه انحراف از حالت عمودی چاه است که شیب چاه در این نقطه 90° و آزیموت برابر با صفر درجه است. اما از مرکز نمودار به بیرون، هر یک از حلقه‌ها یک تغییر 30° را در شیب چاه، نشان می‌دهد. نمودارهای قطبی برای تمام سازندهای موجود تهیه شدند. براساس شکل ۴ الف برای فشار فروریزش و شکل ۴ ب برای فشار ته چاه، در سازند بالاخانی زیرین، در آزیموت‌های 120° و 300° (موازی با جهت تنش افقی حداقل) چاه با زاویه انحنای 0° تا 45° نسبت به حالت عمودی چاه (چاه با شیب حقیقی 45° تا 90°)، دارای کم‌ترین فشار فروریزش خواهد بود (بیشترین احتمال تولید ماسه).

محور افقی این نمودار نشانگر مقادیر زاویه انحراف از صفر تا 90° است و زاویه صفر درجه، بیانگر مقدار زاویه نسبت به حالت قائم چاه (چاه قائم) و زاویه 90° نشان‌دهنده 90° انحراف از حالت قائم چاه (چاه افقی) است. همچنین، محور عمودی این نمودار مقادیر فشار فروریزش را بر حسب psi به نمایش می‌گذارد. لازم به ذکر است که برای تمامی نمودارهای شیب، عمق مورد نظر، عمق عمودی صحیح است. براساس شکل ۳-ب، برای سازند بالاخانی زیرین، اگر چاه دارای صفر درجه انحراف از حالت عمودی باشد (چاه قائم)، فشار فروریزش در کم‌ترین حد خود قرار دارد (۲۵۵۲۵ psi) و در پی آن پتانسیل تولید ماسه بیشتر خواهد بود، اما اگر چاه دارای 90° انحراف از حالت عمودی باشد (چاه افقی)، مقدار فشار فروریزش در بیشترین حد خود خواهد بود (۲۸۵۰۰ psi) و در پی آن پتانسیل تولید ماسه نیز کاهش خواهد یافت. بنابراین، چاه با شیب صفر درجه، شیب بهینه حفاری برای کاهش



شکل ۴ نمودارهای قطبی فشار فروریزش و فشار ته چاه برای سازندهای بالاخانی بالایی و بالاخانی زیرین

همچنین در آزمون 30° و 210° نیز (موازی با جهت تنش افقی حداکثر (N30E)) چاه با زاویه انحنای 0° تا 15° نسبت به حالت عمودی چاه نفتی (چاه با شیب حقیقی 75° تا 90°)، دارای کمترین فشار فروریزش و بیشترین احتمال تولید ماسه خواهد بود. بنابراین، مشاهده می‌شود که در هر آزمونی که باشد اگر شیب چاه نزدیک به قائم یا قائم باشد (مرکز نمودار)، فشار فروریزش کم بوده و احتمال تولید ماسه نیز زیاد است. در بحث آزمون، امن‌ترین آزمون برای پیش‌گیری از خطرات تولید ماسه آزمون N30E است زیرا در آزمون 30° نسبت به آزمون 120° ، فشار فروریزش بیشتر بوده و در نتیجه احتمال تولید ماسه در آزمون 30° کمتر است. در کل، با توجه به این که بیضوی سیاه رنگ مرکزی (مقدار فشار فروریزش کم) در جهت تنش افقی حداقل است بنابراین این آزمون از نظر تولید ماسه بیشترین استعداد را خواهد داشت. بنابراین، آزمون بهینه حفاری در راستای آزمون 30° برای کاهش خطرات تولید ماسه، است. طبق این نمودار اگر چاه به صورت افقی باشد، در اکثر آزمونها، بیشترین فشار فروریزش را خواهیم داشت و در پی آن کمترین احتمال تولید ماسه را شاهد خواهیم بود. بنابراین، مناطقی که با تباین تیره به صورت چهارگانه حاشیه‌ای دیده می‌شوند دارای بیشترین مقدار فشار فروریزش (در حدود 29177 psi برای سازند بالاخانی زیرین و 33305 psi برای بالاخانی بالایی) و کمترین استعداد برای تولید ماسه در این عمق، هستند. در حالت کلی هر نقطه از نمودار قطبی برای تحلیل پتانسیل تولید ماسه، فشار بحرانی محسوب می‌شود که در این سازند، اگر چاه در حالت عمودی باشد کمترین فشار فروریزش و بیشترین احتمال تولید ماسه را شاهد خواهیم بود. همچنین اگر چاه قائم باشد، حداکثر مقدار فشار تولید باید 25549 psi برای بالاخانی زیرین و 28719 psi برای بالاخانی بالایی باشد، اگر فشار تولید از این مقدار افزایش یابد، تولید ماسه هم‌زمان با تولید

هیدروکربن رخ خواهد داد. در حالت افقی چاه نیز حداکثر فشار تولید بدون تولید ماسه، 29177 psi برای سازند بالاخانی زیرین و 33305 psi برای بالاخانی بالایی است. تفاوت نمودارهای قطبی برای فشار ته چاه با نمودارهای قطبی برای حالت فشار فروریزش در این است که مقادیر فشار نشان داده شده برای حالت فشار ته چاه به صورت منفی هستند و این ارقام نشانگر این است که فشار ته چاه به چه مقدار از فشار مخزن کمتر باشد تا سیال از سازند به داخل چاه جریان یابد. برای سازند بالاخانی زیرین، اگر چاه در حالت عمودی باشد، فشار ته چاه باید 15795 psi، از فشار مخزن کمتر باشد تا سیال از سازند به داخل چاه جریان یابد (شکل ۴-ب). در حالت افقی چاه نیز فشار چاه باید 19365 psi از فشار مخزن کمتر باشد تا سیال از سازند به داخل چاه جریان یابد. در شکل ۴-ج برای فشار فروریزش و شکل ۴-د برای فشار ته چاه نیز که مربوط به سازند بالاخانی بالایی است، در آزمون‌های 120° و 300° (موازی با جهت تنش افقی حداقل) چاه با زاویه انحنای 0° تا 50° نسبت به حالت عمودی چاه (چاه با شیب حقیقی 40° تا 90°)، دارای کمترین فشار فروریزش است (بیشترین احتمال تولید ماسه). همچنین در آزمون 30° و 210° نیز (موازی با جهت تنش افقی حداکثر (N30E)) چاه با زاویه انحنای 0° تا 15° نسبت به حالت عمودی چاه نفتی (چاه با شیب حقیقی 75° تا 90°)، دارای کمترین فشار فروریزش و بیشترین احتمال تولید ماسه خواهد بود. بنابراین، آزمون بهینه حفاری در راستای آزمون 30° برای کاهش خطرات تولید ماسه، است. اما در نمودارهای قطبی برای حالت فشار ته چاه برای این سازند، در حالت عمودی چاه فشار ته چاه باید 20825 psi، از فشار مخزن کمتر باشد تا سیال از سازند به داخل چاه جریان یابد (شکل ۴ د). در حالت افقی چاه نیز فشار چاه باید 25334 psi از فشار مخزن کمتر باشد تا سیال از سازند به داخل چاه جریان یابد.

نمودار پروفیل عمق

سوراخانی انیدریت و سوراخانی بالایی، میل چاه تا ۳۴° نیز متغیر است. لازم به ذکر است که فشار فروریزش بحرانی در ارتباط با معیار شکست موهر-کولمب از نظر تئوری با استفاده از رابطه فوق حاصل می‌شود [۲۹]:

(۱۹)

$$\tau = \frac{1}{2}(\sigma'_1 - \sigma'_3) \cos \phi = \tau_0 + \left\{ \frac{1}{2}(\sigma'_1 + \sigma'_3) - \frac{1}{2}(\sigma'_1 - \sigma'_3) \sin \phi \right\} \tan \phi$$

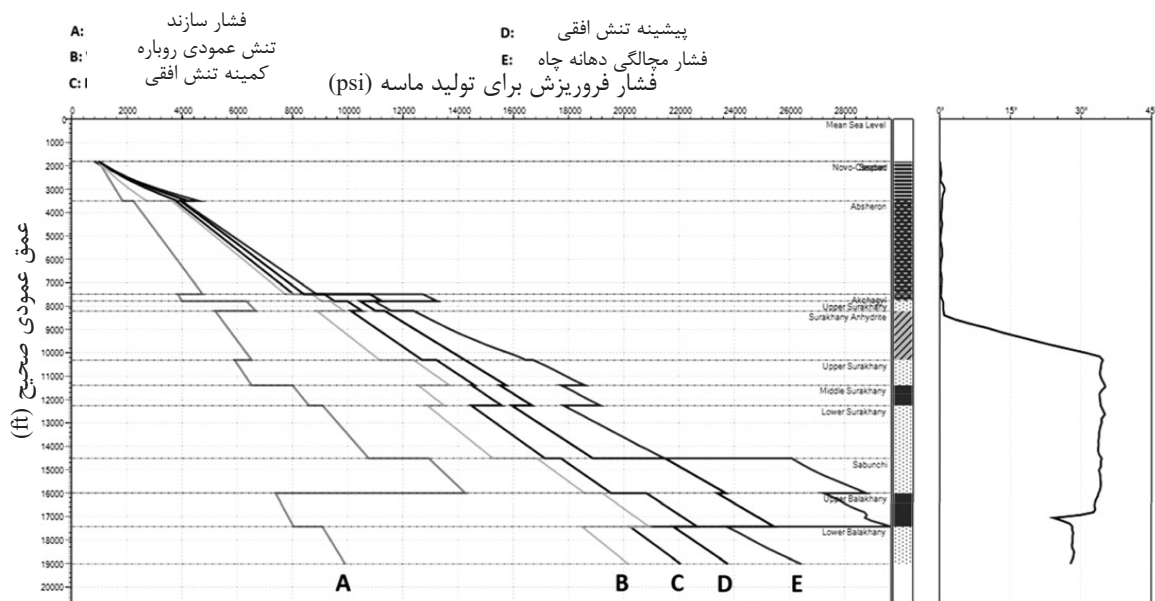
که در این رابطه، ϕ زاویه اصطکاک داخلی و σ'_1 و σ'_3 تنش‌های اصلی موثر هستند که از طریق روابط زیر حاصل می‌شوند:

$$\sigma'_1 = \sigma_1 - P_p \quad (20)$$

$$\sigma'_3 = \sigma_3 - P_p \quad (21)$$

که در روابط فوق σ_1 و σ_3 تنش‌های اصلی و P_p نیز فشار منفذی است. نوع دیگری از نمودار پروفیل عمق، به نام نمودار فشار لحظه‌ای^۱ است. این فشار مربوط به افت فشار لحظه‌ای برای تولید ماسه است. به عبارت دیگر، زمانی که چاه نفتی بسته است و متخصصین قصد تولید هیدروکربن را دارند، بایستی افزایش فشار جریان‌دهی به آهستگی انجام گیرد (با فشار کمتری انجام یابد).

نمودارهای پروفیل عمق یک نمایش تصویری از داده‌های فشار در طول یک بازبینی چاه براساس عمق عمودی صحیح و عمق اندازه‌گیری شده^۱، ارائه می‌دهند. براساس شکل ۵، در بستر رسوبی دریای خزر مقادیر تنش‌ها بایستی، برابر با مقدار فشار منفذی باشد. زیرا در این نقطه، فشارهای ناشی، مربوط به فشار ستون سیال است. فشار سازند نیز (منحنی A) به‌طور طبیعی کمتر از بزرگی تنش عمودی (منحنی B) بوده و تنش افقی حداقل (منحنی C) بیشتر از تنش عمودی و همچنین مقدار تنش افقی حداکثر (منحنی D) نیز بیشتر از تنش افقی حداقل است که نشانگر رژیم تنش فشارشی است. با توجه به منحنی فشار فروریزش، اگر فشار تولید هیدروکربن در زیر این منحنی باشد تولید هیدروکربن بدون تولید ماسه انجام خواهد شد، اما اگر فشار تولید از مرز فشار فروریزش عبور کند، تولید هیدروکربن به‌همراه تولید ماسه خواهد بود. همچنین، مقادیر تغییرات میل در چاه SDX-5 نشان داده شده است که در مرز بین سازندهای

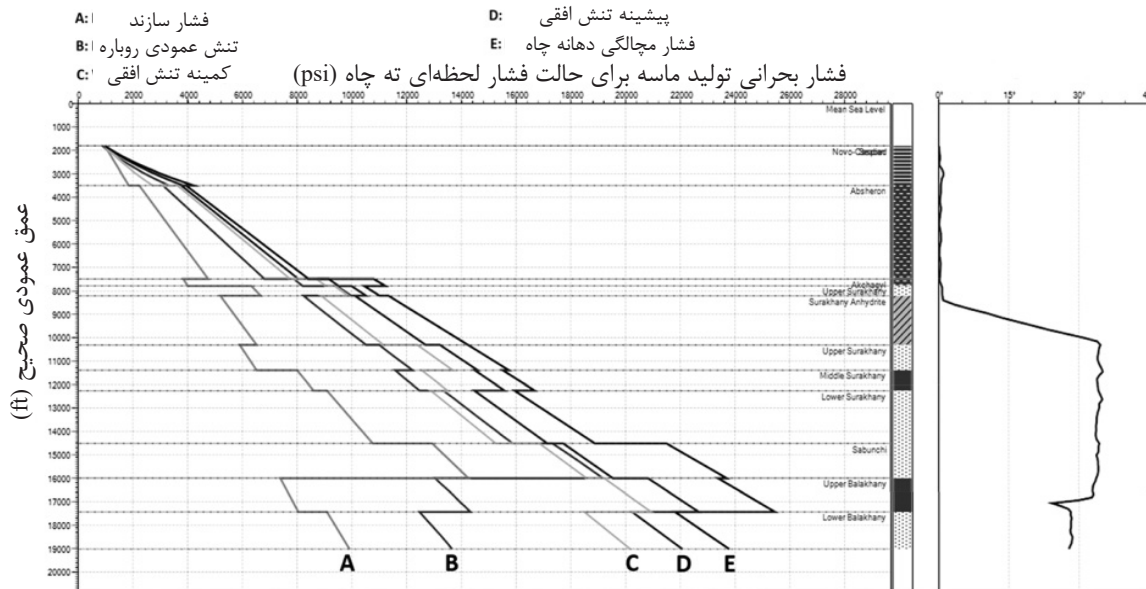


شکل ۵ نمودار پروفیل عمق برای حالت فشار فروریزش (عمق عمودی صحیح) برای تمامی سازندها

1. Measured Depth
2. Instantaneous Drawdown

جریان‌دهی و یا افت فشار جریانی را به آهستگی داده شده است (منحنی B) و مهندسین بهره‌برداری بایستی با توجه به میزان فشار لحظه‌ای، فشار

در شکل ۶ منحنی فشار لحظه‌ای تولید ماسه نشان داده شده است (منحنی B) و مهندسین بهره‌برداری بایستی با توجه به میزان فشار لحظه‌ای، فشار



شکل ۶ نمودار پروفیل عمق برای حالت فشار لحظه‌ای ته چاه (عمق عمودی صحیح) برای تمامی سازندها

مشخص شد که فشار جریان‌دهی که تحت کنترل مهندسین بهره‌برداری است، نباید از مقادیر فشار روی نمودار Collapse Pressure تجاوز کند. در نمودار پروفیل عمق، در حالت Instantaneous Drawdown افت فشار لحظه‌ای برای تولید ماسه برای هر یک از سازندها مشخص شد و بر این اساس در هنگام تولید هیدروکربن، افزایش فشار حاصل از تولید باید به‌صورت آهسته صورت پذیرد.

تشکر و قدردانی

از شرکت نفت خزر و به‌خصوص از مساعدت‌ها و راهنمایی‌های گروه مهندسی مخازن عملیات، مطالعات و سیستم‌های شرکت نفت خزر، در انجام این مطالعه کمال سپاس را داریم.

علائم و نشانه‌ها

V_p : سرعت موج فشاری بر حسب (km/s)
 P_{pg} : گرادیان فشار سازند

نتیجه‌گیری

با توجه به نمودارهای حاصله از نرم‌افزار STABView، آزمون بهینه حفاری جهت پیش‌گیری از تولید ماسه، آزمون موازی با تنش افقی حداکثر تعیین شد که آزمون 30° است و شیب بهینه حفاری نیز برای پیش‌گیری از تولید ماسه براساس نمودارهای قطبی حاصل شده، برای سازندها، شیب افقی است. با توجه به نمودارهای قطبی در حالت فشار ته چاه (MSFDDP)، مقادیر فشارهای ته چاه برای هر یک از سازندها به‌صورت مقادیر عددی منفی، مشخص شد. در نمودار پروفیل عمق نشان داده شد که با توجه به ترتیب قرارگیری نمودارهای تنشی‌های مختلف، منطقه مورد مطالعه از رژیم تنشی فشارشی تبعیت می‌کند. همچنین در این نمودار مقدار فشار فروریزش و فشار ته چاه (MSFDDP) برای هر یک از سازندها مشخص شد و نرخ دبی بهینه برای هر یک از سازندها، جهت پیش‌گیری از تولید ماسه، تعیین شد و

V_s : سرعت موج برشی برحسب (km/s)	v : نسبت پواسون (ضریبی بدون واحد)
S_g : گرادیان فشار روباره	g : شتاب گرانشی زمین
Δt_p : زمان عبور موج فشارشی برحسب ($\mu\text{s}/\text{ft}$)	E : مدول یانگ استاتیکی برحسب (psi)
P_{ng} : گرادین فشار منفذی هیدرواستاتیک	ρ^- : میانگین چگالی روباره
Δt_s : زمان عبور موج برشی برحسب ($\mu\text{s}/\text{ft}$)	G : مدول برشی برحسب (psi)
S_v : تنش قائم برحسب (psi)	α : ضریب بایوت
ρ : چگالی برحسب (g/cm^3)	K : مدول بالک برحسب (psi)
$\rho(z)$: چگالی و تابعی از عمق عمودی صحیح	P_p : فشار منفذی
α : عدد ثابت در رابطه گاردنر برابر با $1/74$	UCS : مقاومت فشاری تک محوره برحسب (MPa)
ρ_w : دانسیته آب	εH : کرنش در جهت تنش افقی حداکثر
β : عدد ثابت در رابطه گاردنر برابر با 0.25	εh : کرنش در جهت تنش افقی حداقل
Z_w : عمق آب	

مراجع

- [1]. Buryakovsky L. A., Chilingar G. V. and Aminzadeh F., "Petroleum geology of the South Caspian Basin," 1th ed., Gulf Professional publishing, 2001.
- [2]. Weingarten J. S. and Perkins T. K., "Prediction of sand production in gas wells: methods and gulf of Mexico case studies," Journal of Petroleum Technology, Vol. 47, No. 7, pp. 596–600, 1995.
- [3]. Burton R. C., Lee Chin., Davis E R., Enderlin M. B., Giin-Fa Fuh., Hodge R. M., Ramos R., VanDeVerg P., Werner M., Mathews W, L. and Petersen S, D., "North slope heavy-oil sand-control strategy: detailed case study of sand-production predictions and field measurements for alaskan heavy-oil-multi-lateral field developments," SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, pp. 9-12 October, 2005.
- [4]. بارونی زاده بهبهانیان ص. و آبدیده م., "تحلیل پتانسیل تولید ماسه در مخزن آسماری یکی از میادین جنوب غربی ایران," اولین کنفرانس بین المللی نفت، گاز، پتروشیمی و نیروگاهی، تهران، ۱۳۹۱.
- [5]. عادل زاده م., "اصول مهندسی بهره برداری و تولید،" چاپ اول، موسسه انتشارات ستایش، ۱۳۸۸.
- [6]. فرج زاده دهکردی ع. ر., قربانی ف. و شهبازی خ., "ارائه روشی نوین جهت تکمیل چاه های دارای مشکل تولید ماسه همراه با نفت تولیدی،" اولین کنفرانس بین المللی نفت، گاز، پتروشیمی و نیروگاهی، تهران، ۱۳۹۱.
- [7]. Gardner G. H. F., Gardner L. W. and Gregory A. R., "Formation velocity and density - the diagnostic basics for stratigraphic traps," Geophysics., Vol. 39, No. 6, pp. 770- 780, 1974.
- [8]. Zoback M. D., "Reservoir Geomechanics," 1st ed., Cambridge University Press, 2007.
- [9]. Lal M., "Shale stability: drilling fluid interaction and shale strength," SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, 1999.
- [10]. Lama R. and Vutukuri V., "Handbook on mechanical properties of rock," 1st ed., Trans. Tech. Publications, 1978.
- [11]. Fjaer E., Holt R. M., Raaen A. M., Horsrud P F. and Risnes R., "Petroleum related rock mechanics," 2nd ed., Elsevier Science, 2008.

- [۱۲]. خانلری غ.، مومنی ع.ا. و عبدی لری، "زمین‌شناسی مهندسی و ژئوتکنیک"، چاپ دوم، همدان، انتشارات دانشگاه بوعلی‌سینا، ۱۳۸۹.
- [۱۳]. ملکی ش. و مرادزاده ع.، "پیش‌بینی مقاومت فشاری تک‌محوره با استفاده از نگاره‌های چاه و تلفیقی از روش‌های هوش مصنوعی در یکی از میادین نفتی جنوب ایران"، ماهنامه علمی-ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز، شماره ۱۰۶، صفحات ۶۸-۷۲، ۱۳۹۲.
- [14]. Tercan A. E., Unver B., Tiryaki B. and Özbilgin D. A., "A study of relationships among mechanical, index and petrographic properties of some sandstones using canonical correlation analysis," *Madencilik*, Vol. 44, No. 1, pp. 3-14, 2005.
- [15]. Yasar E. and Erdogan Y., "Yapı-kaplamakayalarının P dalgahızı ile fiziko-mekanik özellikleri arasındaki ilişkilerin ist atikselanalizi," (in Turkish), Türkiye IV. Marble Sempoium , pp. 353-362, 2003.
- [16]. Kilic A. and Teymen A., "Determination of mechanical properties of rocks using simple methods," *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, Vol. 67, No. 2, pp. 237-244, 2008.
- [17]. Altindag R., "Correlation between P-wave velocity and some mechanical properties for sedimentary rocks," *The Southern African Institute of Mining and Metallurgy*, Vol. 112, No. 3, pp. 229- 237 , 2012.
- [18]. Eaton B. A., "Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations," *Journal of Petroleum Technology*, pp. 1353-1360, 1969.
- [19]. Fowler S. R., Mildenhall J., Zalova S., Riley G., Elsley G., Desplanques A. and Guliyev F., "Mud volcanoes and structural development on Shah Deniz," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 28, No. 4, pp. 189-206, 2000.
- [20]. Anderson E. M., "The dynamics of faulting and dyke Formation with applications to Britain," 2nd ed., Oliver and Boyd, 1951.
- [۲۱]. حقی ا.ح.، آصف م. ر. و خراط ر.، "تنش‌های برجا و ژئومکانیک مخازن هیدروکربوری"، چاپ اول، انتشارات ستایش، ۱۳۹۴.
- [22]. Bonini M., "Mud volcanoes: Indicators of stress orientation and tectonic controls," *Earth-Science Reviews*, Vol. 115, No. 3, pp. 121-152, 2012.
- [23]. Bonini M. and Mazzarini F., "Mud volcanoes as potential indicators of regional stress and pressurized layer depth," *Tectonophysics*, Vol. 494, No.1-2 ,pp. 32-47, 2010.
- [24]. Jaeger J. C. and Cook, N. G. W., "Fundamentals of rock mechanics," 1st ed., Chapman and Hall, 1971.
- [25]. Biot M. A., "General theory of three-dimensional consolidation," *Applied Physics*, Vol. 12, No. 2, pp. 155-164, 1941.
- [26]. Biot M. A., "Mechanics of deformation and acoustic propagation in porous media," *Journal of Applied Physics*, Vol. 33, No. 4, pp. 1482-1498, 1962.
- [27]. Zhang J., "Pore pressure prediction from well logs: methods, modifications, and new approaches," *Earth-Science Reviews*, Vol. 108, No. 1-2, pp. 50-63, 2011.
- [28]. STABView version 3.8 Users manual, STABView., Weatherford Advanced Geotechnology, 2008.
- [29]. Aadnoy B. S. and Looyeh R., "Petroleum Rock Mechanics: Drilling Operations and Well Design," 1st ed., gulf Professional Publishing, 2010.



Petroleum Research

Petroleum Research, 2019(August-September), Vol. 29, No. 106, 21-25

DOI: 10.22078/pr.2019.3566.2629

Sand Production Prediction in Hydrocarbonic Reservoir Rock of Shah Deniz Field, Caspian Sea Basin using Well Logging

Ali Gholami Vijouyeh¹, Mohammad Hassanpour Sedghi^{1*}, Ali Kadkhodaie¹ and Ahmad Shirzadi²

1. Department of Earth Science, Faculty of Natural Science, University of Tabriz, Iran

2 Khazar Exploration and Production Company, Tehran, Iran

hassanpour_mhd@tabrizu.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2019.3566.2629

Received: December/10/2018

Accepted: May/01/2019

INTRODUCTION

Sand production is one of the major problems in oil and gas wells which is arising from formation significant failure during production due to the accumulation of stresses around the borehole. In this phenomenon, sand grains are detaching from the reservoir rocks and emigrating toward covering excessive pressures at the direction of maximum stress [1]. The modeling and prediction of sand production in the SDX-5 well of ShahDeniz gas field consist of calculation of three main parts including physical and mechanical parameters of the formation, calculation of stress parameters and, finally, software analysis for all existing formations.

METHODOLOGY

ESTIMATION OF FORMATION MECHANICAL PARAMETERS AND STRESSES

In this study, mechanical properties including

compressional and shear wave velocities, density, elastic modulus such as static young's modulus, shear and bulk modulus, poisson ratio, uniaxial compressional strength (UCS) and pore pressure were calculated based on well logging data.

In order to determine the directions of the stresses in the region, we used World Stress Map as well as Bonini (2012) and Bonini and Mazzarini (2010) studies that have studied about mud volcanoes in Shah Deniz structure [2,3]. Mud calderas elongate parallel to the fold axis and local SH, and the shortening in caldera is parallel with local Sh [3]. The cumulative analysis of SH axes yields a main preferential orientation in the interval N20°–40°E with a main frequency peak trending around N30°E, and a secondary peak striking ca. N120°E (Sh). This statistical distribution is basically similar to that obtained from the World Stress Map SH axes situated on the onshore Greater Caucasus [4]. The magnitude of stresses were also achieved

from poro-elastic equations.

RESULTS AND DISCUSSION

Collapse pressure is a critical point of sand production. If the amount of drawdown pressure exceeds the amount of collapse pressure, hydrocarbon production will be with the sand production and the high pressure of drawdown will lead to detaching of the sand grains from the reservoir rock and it's moving toward the oil well with hydrocarbon. In STABView Software for numerical modeling of sand production, four main outputs were obtained. The results include depth profile, azimuth plot, inclination plot and polar plot [5] for the calculated collapse pressures. All plots were achieved for the Lower Balakhany Formation which has been considered as one of the most important reservoir rock formations in the SDX-5 well of Shah Deniz gas field.

POLAR PLOTS FOR COLLAPSE PRESSURE AND COLLAPSE DRAWDOWN PRESSURE

Based on Fig. 1A (collapse pressure) and Fig. 1B (collapse drawdown pressure), at the azimuths of 120° and 300° (parallel with minimum horizontal stress), the well with a deviation angle of 0° to 45° relative to the vertical position of the well (the well with an actual inclination of 45° to 90°), will have the lowest collapse pressure (most probability of sand production). At the azimuth of 30 degrees and 210 degrees (parallel with maximum horizontal stress (N30E)), the well with a deviation angle of 0° to 15° relative to the vertical position of the oil well (the well with an actual inclination of 75° to 90°), will have the lowest collapse pressure and most likely of sand production. Therefore, it can be seen that in every azimuth, if the inclination of the well be close to the vertical or perpendicular (center

of the plot), collapse pressure will be low and the probability of sand production will be high. About the azimuth, the safest azimuth in order to avoid the hazards of the sand production is N30E azimuth. Because in the azimuth of 30 degrees relative to the azimuth of 120 degrees, collapse pressure is higher, and therefore thus the probability of sand production at the azimuth of 30 degrees is lower. Consequently, as respects central grey elliptical (the amount of low collapse pressure) is in the direction of minimum horizontal stress so this azimuth will has the most talent concerning to sand production. Therefore, drilling optimum azimuth to reduce the risks of sand production is the azimuth of 30 degrees. In general, the marginal gray parts have the highest collapse pressure (about 29177 Psi) and the lowest potential for sand production at this depth. In this formation, if the well is vertical, the maximum production pressure value should be 25549 Psi, if the production pressure exceeds this value, sand will be produced simultaneously with the production of hydrocarbons. In the horizontal state of the well, the maximum production pressure without sand production is 29177 Psi. Therefore, drilling optimum inclination is a horizontal inclination. The pressure values in the polar plots of collapse drawdown pressure have been indicated with the negative numbers, and these numbers express that how much the drawdown pressure should low relative to formation pressure that fluid and hydrocarbon flows into the well. For the Lower Balakhany Formation, if the well is in a vertical position, the drawdown pressure should be 15795 Psi less than the pressure of the reservoir which fluid flows into the well (Fig. 1B). In well horizontal condition, the drawdown pressure should be 19365 Psi less than the pressure of the reservoir which fluid flows into the well.

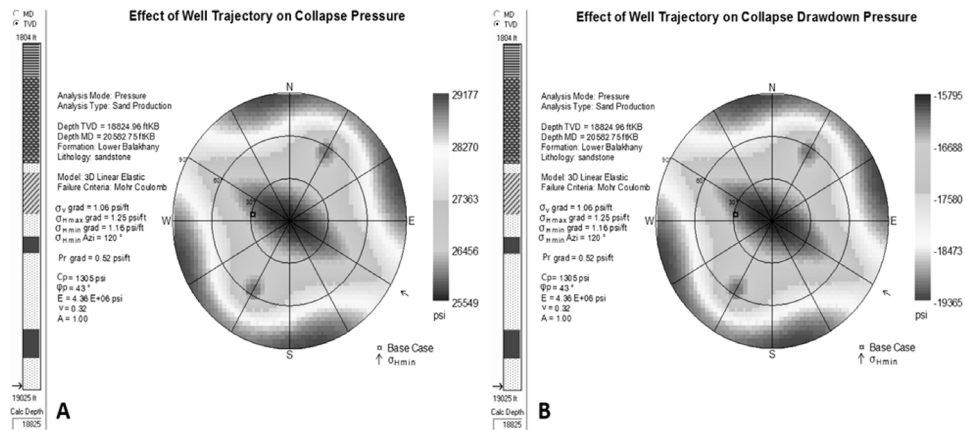


Figure 1: Collapse Pressure polar plot (A) and Collapse Drawdown Pressure and (B) Lower Balakhany Formation.

DEPTH PROFILE

Based on Fig. 2 and with consideration of the collapse pressure curve (E), if the hydrocarbon production pressure has situated below of this curve, hydrocarbon production will be performed without the production of sand; however, if the production pressure exceeds the boundary of collapse pressure, the production of

hydrocarbons will produce with sand. Another type of depth profile graph is the instantaneous Drawdown (Fig. 3). According to this plot, during hydrocarbon production, increasing production pressure should be slowly (done with less pressure). Because the probability of sand production is high.

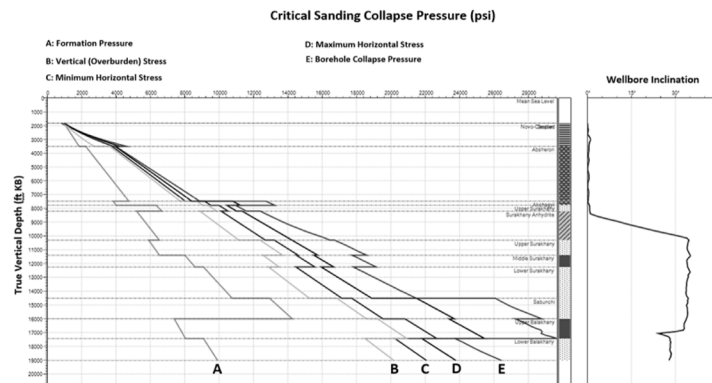


Figure 2: Depth profiles for collapse pressure (true vertical depth) for all formations.

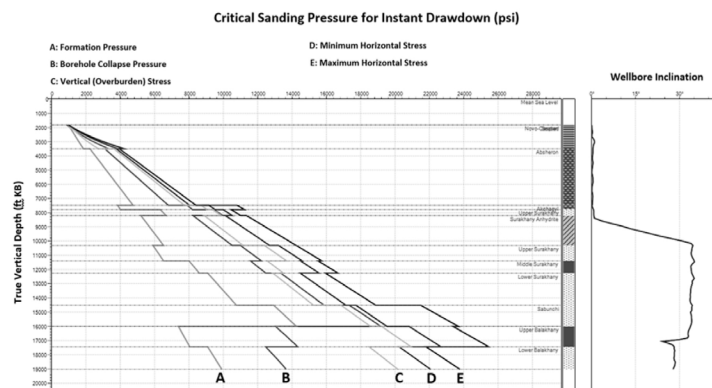


Figure 3: Depth profiles for instantaneous Drawdown (true vertical depth) for all formations.

CONCLUSIONS

According to the azimuth plots, inclination and polar plots of STABView software, drilling optimum azimuth is parallel with the maximum horizontal stress (30° azimuth), and drilling optimum inclination to prevent sand production, for all formations, specially, for Lower Balakhany reservoir formation, is a horizontal inclination. Therefore, with respect to polar plots of collapse drawdown pressure, the drawdown pressure values for each of the formations have been demonstrated by the negative numbers and these numbers express that how much the drawdown pressure should low relative to formation pressure that fluid flows into the well. In the depth profiles diagram, it was shown that the study area follows the compressional stress regime, and also the optimum discharge rate of hydrocarbon production was determined for each of the formations to prevent the production of sand. In addition to in instantaneous Drawdown depth profile graph, it was determined that during hydrocarbon production, increasing production pressure should be gradually.

REFERENCES

- [1]. Zoback M. D., *“Reservoir geomechanics,”* 1th ed., Cambridge University Press, 2007.
- [2]. Bonini M., *“Mud volcanoes: Indicators of stress orientation and tectonic controls,”* Earth-Science Reviews, Vol. 115, No. 3, pp. 121–152, 2012.
- [3]. Bonini M. and Mazzarini F., *“Mud volcanoes as potential indicators of regional stress and pressurized layer depth,”* Tectonophysics, Vol. 494, No.1-2 ,pp. 32–47, 2010.
- [4]. Heidbach O., Tingay M., Barth A., Reinecker J., Kurfieb D. and Müller B., *“The World Stress Map Database Release 2008,”* Available online at www.world-stress-map.org , doi: 10.1594/GFZ.WSM.Rel2008, 2008.
- [5]. STABView version 3.8 User’s manual, STAB-View., Weatherford Advanced Geotechnology, 2008.