ISSN 2423-3358

نشریه علمی ، دانشجویی مهندسی نفت و گاز / شماره سیزدهم / زمستان ۱۳۹۹

صنعت برتر

فرازآوری با گاز

سکوهای دریایی

میعانات گازی

امولسیون های پیگرینگ

در ازدیاد برداشت

دانشگاه آزاد اسلامی
واحد علوم و تحقیقات

بسم الله الرحمن الرحیم

صاحب امتیاز: انجمن مهندسی گاز ایران

مدیر مسئول: دکترمستانه حاجی پور

شورای سردبیری: احسان خدمتگزار / محمدمهدی صباغیان

تیم اجرایی نشریه:

نگین فیروزکوهی / فاطمه امامی / شقایق آزاد پسند

هیئت تحریریه:

مسعود گرامی / محمد شهبازیان / حمید رضا محمودی / مهدی یعقوبی زاده

سخنی با خوانندگان:

خداوند منان را سپاسگزاریم تا بیش از ۷ سال نشریه صنعت برتر با آرمان ها و اهداف خود در راستای افزایش آگاهی دانشجویان مهندسی نفت و گاز فعالیت خود را به صورت مستمر با تمامی فراز و نشیب های موجود ادامه داده است. همکاری فی مابین نشریه با انجمن مهندسی گاز ایران بستر مناسبی جهت ارتباط هرچه بیشتر صنعت و دانشگاه فراهم می سازد. لذا بدین منظور تمام تلاش خود را در راستای تحقق اهداف از پیش تعیین شده نشریه و استفاده هرچه بیشتر از ظرفیت بالقوه انجمن به کار خواهیم بست. بر خود لازم میدانیم از زحمات جناب آقای مهندس منصور دفتریان که همواره در این مسیر ما را همراهی نموده اند و دلسوزانه تجربیات خود در اختیار جامعه علمی و صنعتی کشور قرار میدهند کمال تقدیر و احترام را داشته باشیم. امید است با همکاری هرچه بیشتر دانشجویان و اساتید محترم بتوانیم موثرتر از قبل در خدمت شما باشیم.

شاد و پیروز باشید

شورای سردبیری

صنعت برتر

۱۳۹۴

ISSN 2423-3358

فهرست مطالب

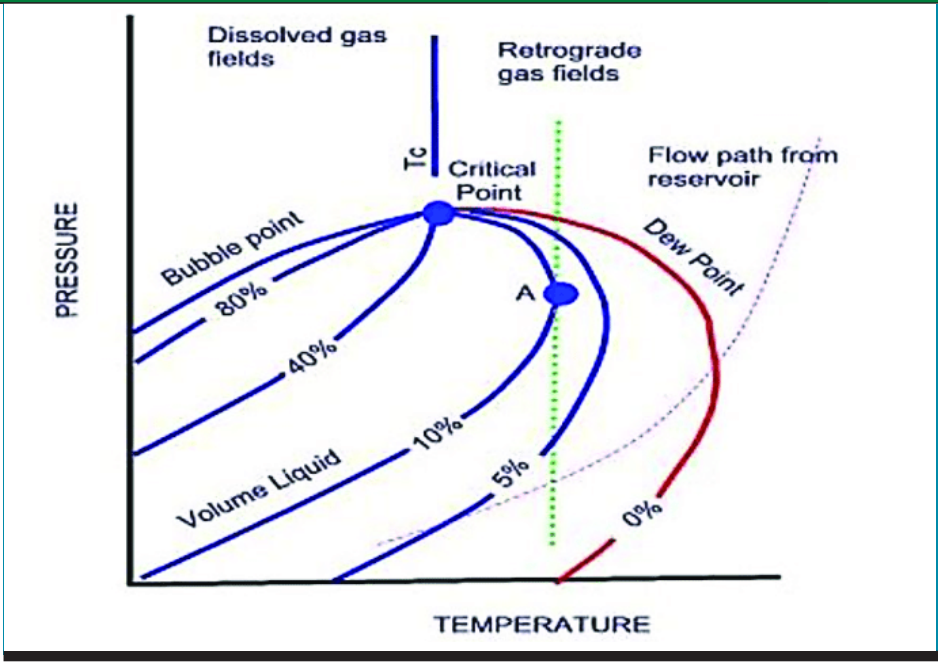
- بررسی آسیب سازند طی تشکیل میعانات گازی در مخازن گازمیعانی ۴
- معرفی نرم افزار تخصصی CMG ۷
- شناخت کلی سکوهای دریایی ۸
- مقایسه پارامتر های موثر بر عملیات فرازآوری با گاز و تعیین چاه های نفتی کاندید این عملیات ۱۲
- امولسیون های پیکرینگ و کاربرد آن ها در ازدیاد برداشت نفت از مخازن هیدروکربوری ۱۸

نشانی : دانشگاه آزاد اسلامی ، واحد علوم و تحقیقات ، دانشکده نفت و مهندسی شیمی

نشانی وبگاه: www.simag.ir

رایانامه: info@simag.ir

دارای مجوز انتشار نشریه از انجمن مهندسی گاز ایران با شماره : ام گ/۴۶۹۶/۹۸/۰۰۰



بررسی آسیب سازند طی تشکیل میعانات گازی در مخازن گاز میعانی

■ مسعود گرامی

چکیده

در مخازن گاز میعانی با کاهش فشار به زیر فشار نقطه شبنم باعث تجمع میعانات می گردد. از اینرو حرکت گازبه دهانه چاه کاهش می یابد. در این مخازن معمولا در فشار و دما بالا مواجه هستیم، و سیستم سیال در شرایط نزدیک بحرانی می باشد. در مخازن گاز میعانی اغلب وقتی فشار نزدیک دیواره چاه به زیر فشار نقطه شبنم میرسد باعث کاهش سریع تولید می گردد . تجمع میعانات در اطراف چاه می تواند باعث آسیب سازند در مخازن گاز میعانی می گردد. این امر باعث کاهش تراوایی موثر و در نتیجه کاهش تولید گاز می شود. همچنین اثرتجمع میعانات در مخازن با تراوایی کم بیشتر مشهود می باشد. در این تحقیق در مورد آسیب سازند دراثر تجمع میعانات و چگونگی جلوگیری و یا غلبه بر آن پرداخته می شود.تغییر ترشوندگی،چاه افقی و کاهش جریان غیردارسی می توانند سه راه حل مناسب برای افزایش بهره دهی چاه ها در مخازن گاز میعانی می باشد. نتایج حاصل از این تحقیق گامی در جهت بهبود مدیریت مخازن میعانات گازی با درک بهتر مکانیزم آسیب سازند و راه های جلوگیری و یا غلبه بر آن است.

مقدمه

مخازن گاز میعانی ابتدا در فشار بالای فشار نقطه شبنم می باشد، ازاینرو مخازن حاوی گاز تک فازی می باشد. با شروع تولید و کاهش فشار به زیر نقطه فشار شبنم در مخازن گاز میعانی باعث تجمع میعانات در اطراف دیواره چاه می گردد. تجمع میعانات به دو طریق در مخازن گاز میعانی اثرات منفی دارد. اول آن که حجم زیادی از میعانات بسیار ارزشمند در مخزن باقی مانده و تولید نمی گردد. علاوه بر این، توده ی میعانات آسیب سازند منجر به کاهش نفوذپذیری مؤثر گاز و در نتیجه افت شدید تولید از چاه می گردد مخازن گاز میعانی بدلیل تجمع میعانات گازی اطراف دهانه چاه رفتار پیچیده ای از خود نشان میدهند. که این پدیده به خاطر افت فشار ته چاهی به زیر فشار شبنم سیال می باشد. مخزن گاز میعانی مخزنی است که دمای مخزن بین دمای نقطه بحرانی و نقطه حداکثر دما واقع شده است. به هیمن دلیل چنانچه فشار مخزن کاهش یابد و به نقطه شبنم فوقانی(Upper Dew point) برسد مقداری مایع در مخزن نشکیل میشود. این مایع در فضای متخلخل سنگ به دام افتاده و معمولاً فاقد تحرک(Immobile) میباشد. بنابراین مقدار قابل توجهی از هیدروکربن های میانی که ارزش اقتصادی بسیاری دارند در مخزن باقی مانده و تولید نمی شوند.

همچنین، مایع تشکیل شده در مخزن نفوذ پذیری موثر گاز را کاهش داده و در نتیجه بهره دهی(Productivity) مخزن را کاهش می دهد. بیشتر روش های کاهش تجمع میعانات برای کاهش افت فشار ته چاهی و در نتیجه نگه داشتن فشار در بالای نقطه شبنم می باشد. در مواردی که این روش ها کاربردی نباشد، تشکیل میعانات را بوسیله افزایش ناحیه ورودی جریان و دستیابی به جریان خطی بجای جریان شعاعی در چاه را می توان کاهش داد. این کار باعث حداقل کاهش در تراوایی گاز در ناحیه نزدیک دیواره چاه می گردد. هر دو این مزایا را می توان با شکافت هیدرولیکی بدست آورد.

روشهای مختلفی همچون حفاری چاه های انحرافی یا افقی به جای چاه های عمودی، شکاف هیدرولیکی در چاههای عمودی قبل و بعد از تشکیل توده میعانات گازی و اسیدکاری بعد از تشکیل میعانات به منظور جبران افت بهره دهی ناشی از تشکیل توده میعانات اجرا شده است. شکاف هیدرولیکی مخزن به عنوان یک روش معمول به منظور بهبود تولید از سازندهای سخت مورد استفاده قرار میگیرد. طبیعت پیچیده جریان گاز و میعانات در نزدیکی دهانه چاه های تولیدی با حضور شکافهایی با تراوایی بالا که منجر به تفاوت زیاد در تراوایی اطراف دهانه چاهها می شود، مشخصه های جریانی را تغییر می دهد. مشخص شده است که تراوایی نسبی گاز و میعانات همراه آن در نواحی نزدیک دهانه چاه بطور شدید تحت تأثیر سرعت فازهای مختلف و همچنین خواص فیزیکی جریان واقع می شود، که این وابستگی عمدتاً بوسیله عدد مویینگی و جریان جزئی گاز به میعانات همراه آن در معادلات بیان کننده تراوایی نسبی که خود تابعی از سرعت هستند بیان می شود.

تشکیل میعانات گازی و آسیب سازند

با کاهش فشار به زیر نقطه شبنم و تجمع میعانات باعث آسیب به سازند در مخازن گاز میعانی می گردد. این

آسیب از طرفی با باقی ماندن حجم زیادی از میعانات بسیار ارزشمند در مخزن که قابلیت تولید ندارد، و همچنین ، تجمع میعانات منجر به کاهش نفوذپذیری مؤثر گاز و در نتیجه افت شدید تولید از چاه می گردد. آزمایشات و مطالعات شبیه سازی عددی بسیاری برای بدست آوردن راهی به منظور کاهش اشباع میعانات در اطراف دیواره چاه انجام شده است. برخی مطالعات با تمرکز بر روی افزایش نیروی ویسکوزیته و کاهش کشش بین سطحی انجام شده است و برخی دیگر بر روی تزریق گاز و کاهش ترشوندگی حالت مایع می باشد. علی و همکاران (۱۹۹۳) مشاهده نمودند با کاهش کشش بین سطحی باعث کاهش اشباع میعانات در دیواره چاه می گردد. آنها همچنین نشان دادند که کشش بین سطحی چگونه بر تحرک مایع در سیستم های میعانی برای سیالات نزدیک نقطه بحرانی تاثیر می گذارد. بوم و همکاران (۱۹۹۶) بیان نمودند که افزایش نیروی ویسکوزیته باعث کاهش تجمع میعانات در دیواره چاه می گردد. آنها با استفاده از مدل آزمایشگاهی برای مطالعه تحرک میعانات گازی در ناحیه نزدیک دیواره چاه پرداختند و مشاهده نمودند که فاز تر و غیرتر به طورقابل توجهی افزایش می یابد. احمد و همکاران(۱۹۹۸) با آنالیز روش های تزریق گاز بعنوان یک روش کاهش اشباع میعانات در اطراف دیواره چاه پرداختند. آنها با مطالعه امکان سنجی کاهش تجمع مایع در دیواره چاه بوسیله روش تزریق گاز Huff and Puff ابزار نمودند این روش امکان کاهش تجمع مایع در اطراف دیواره چاه را دارد. فیروزآبادی و لی (۲۰۰۰) با بررسی افزایش نیروهای ویسکوزیته در جهت کاهش اشباع میعانات پرداختند و با استفاده از یک مدل شبکه ای ساده به مطالعه اثرات گراویتی، نیروی های ویسکوزیته، کشش بین سطحی، ترشوندگی و تراوایی نسبی سیستم های گاز میعانی پرداختند. آنها نتیجه گرفتند که ترشوندگی اثر زیادی روی اشباع بحرانی میعانات و تراوایی نسبی دارد و در نتیجه تراوایی نسبی با افزایش زاویه تماس در اشباع معین افزایش می یابد.

روش های جلوگیری آسیب سازند و بهبود آن

شکاف هیدرولیکی رایج ترین روش مورد استفاده برای کاهش مشکل تجمع میعانات می باشد. ایجاد شکاف هیدرولیکی در سازند اطراف چاه باعث کاهش چشمگیر در افت فشار مورد نیاز تولید از چاه می گردد. بعلاوه تجمع فاز هیدروکربوری مایع در مقابل شکاف ها اثری بر بهره دهی چاه و همچنین در جریان شعاعی اطراف دیواره چاه ندارد.

اخیرا استفاده از حلال ها و سورفکتانت ها مانند متانول در چاه های مخازن گاز میعانی پیشنهاد شده است که شکاف دهی هیدرولیکی گزینه مناسبی نیست. استفاده از متانول باعث حذف میعانات و تجمع آب در اطراف دیواره چاه می گردد. این کار باعث جریان گاز آزادانه در ناحیه اطراف چاه می گردد، در نتیجه افت فشار کمترشده و تجمع میعانات آهسته تر میگردد. در محدوده خاص دمایی و فشاری، حضور فاز متانول باقیمانده در ناحیه نزدیک دیواره چاه همچنین می تواند باعث بازدارندگی از تشکیل میعانات برای یک دوره زمانی گردد. بر اساس نتایج تحقیقات، ایجاد شکاف هیدرولیکی می تواند تا سه برابر شاخص بهره دهی از چاه های مخازن گاز میعانی را در هر دو محدوده ی فشار بالا و پایین فشار نقطه ی شبنم افزایش دهد .شکاف هیدرولیکی، متناسب با طول و شاخص بدون بعد رسانایی(Dimensionless Conductivity) خود ، میتواند عملکرد چاه را در بلند مدت بهبود بخشد .در حقیقت ایجاد شکاف در دیواره ی چاه (که در اعماق کم در راستای عمودی و در اعماق بیش از ۲۰۰۰ فوت در جهت افقی گسترش می یابند) باعث حذف اثر پوسته ای ناشی از تجمع میعانات و نیز افزایش قابلیت هدایت جریان به سوی چاه می گردد که این خود عاملی جهت به حداقل رسیدن آشفتگی جریان(Turbulency) بوده و مانع از افت بهره وری چاه می شود . یکی دیگر از راهکارهای ارائه شده برای جلوگیری از آسیب های رایج در مخازن گاز میعانی ، حفر چاه های افقی است .از جمله فواید حفر این گونه چاه ها می توان به نرخ بیشتر تولید گاز ومیعانات با افت فشاری بسیار کمتر از چاه های عمودی و در نتیجه جلوگیری از ایجاد پوسته ی میعانی اشاره کرد .یک چاه افقی به مانند یک شکاف با طول و گشودگی بسیار زیاد عمل کرده و سطح تماس چاه با مخزن را افزایش داده و افت فشارناشی از تولید را کاهش می دهد .

روش های بهبود بهره وری با حذف اثر پوسته ایجاد شده و تحریک چاه

در مخازن گاز میعانی با جدا شدن فاز مایع و رسیدن به اشباع بحرانی و متحرک شدن این فاز، نفوذ پذیری نسبی فاز گاز کاهش زیادی می یابد و این خود عاملی برای کاهش بهره وری چاه می باشد .دلیل دیگر آن که با خارج شدن سیال از حالت نزدیک به بحرانی و ایجاد ترکیب دو فازی ، کشش سطحی(IFT)بین دو فاز افزایش یافته و نیروهایی موئینه قوت بیشتری می گیرند و در مقابل جریان سیال مقاومت ایجاد می کنند .

راه رفع اثر پوسته شامل :

۱)بازگردانی گاز Gas Recycling))

بهترین روش که تا کنون برای رفع اثر پوسته ی میعانی انجام شده ، باز گردانی گاز به درون چاه است . بدین طریق که پس از مدتی تولید از چاه و افت فشار جریان ته چاه ، برای بازه ای مشخص گاز را باید به درون چاه تزریق کنند .بهترین منبع برای گاز تزریقی ، گاز تولید شده از همان مخزن است که میعانات آن گرفته شده باشد .در این فرآیند در مرحله ی اول فشار مخزن بازیابی می شود و سیال به حالت شبه بحرانی نزدیک می شود . همچنین میعانات ایجاد شده دوباره در گاز تزریقی حل می شوند و پوسته ی ایجاد شده تا حدود زیادی ناپدید می گردد .

۲) عملیات اسید کاری

روش دیگری که برای تحریک چاه و حذف اثر پوسته انجام میشود عملیات اسید کاری است که با شستشوی دیواره ی چاه و حذف اثر پوسته باعث برقراری جریان سیال می گردد .

۳) تزریق حلال های شیمیایی

این روش یک تکنولوژی جدید ارائه شده برای بهبود عملکرد مخازن گاز میعانی دانست .نتایج حاصل از یک بررسی موردی نشانگر دو برابر شدن

شـــاخص تولیـــد در ۴ ماهـــه ی اول تزریـــق متانـــول بـــه درون مخزن بـــوده که در دراز مـــدت ایـــن تأثیـــر به نـــرخ بهبود پنجـــاه درصـــدی کاهـــش یافتـــه اســـت .

۴) افزایش سرعت برداشت

در ســـال ۱۹۹۴ ، عـــده ای از محققـــان در دانشـــگاه Heriot-Watt اســـکاتلند، از جملـــه دکتـــر تهرانـــی و پروفســـور دانـــش ، بـــرای اولین بـــار به نقـــش مثبت افزایـــش ســـرعت برداشـــت پـــس از ایجاد تجمـــع میعانـــی در ناحیـــه ی اطـــراف چـــاه، در افزایـــش نفوذ پذیری نســـبی گاز و مایع و در نتیجه افزایش شـــاخص بهره وری اشـــاره نمودند .در حالت تک فـــازی، افزایش ســـرعت تولید موجب ایجاد جریان آشفته و افزایش نیروهـــای لختی(Inertia)می گردد

که به نوبه ی خود مانعی در برابر جریان سیال ایجاد می کنند، اما آزمایشات نشان داده است در صـــورت وجود درصد بالایـــی از میعانات ، اثر تزویـــج مثبـــت Positive Coupling Effect)) بر اثر نیروهـــای لختی غلبه کرده و جریان ســـیال دوفازی را بهبود می بخشند

نتیجه‌گیری

در مخـــازن گاز میعانـــی بـــا کاهش فشـــار بـــه زیر نقطه شـــبنم باعث تجمـــع میعانات در اطـــراف دیـــواره چـــاه مـــی گـــردد. تجمـــع میعانات در اطـــراف چاه مـــی تواند باعث آســـیب ســـازند در مخازن گاز میعانی می گـــردد. این امـــر باعث کاهـــش تراوایی موثر و در نتیجه کاهش تولید گاز می شـــود. روش هـــای تولید بهینه از مخازن گاز میعانی را میتوان به دو دســـته تقسیم کرد: دسته اول روش هایی جهت جلوگیـــری از ایجاد تجمع میعانـــات در مخـــزن ودســـته دوم حذف اثر پوســـته(Skin Effect)ایجاد شده و تحریک چـــاه جهت افزایـــش بهره وری می باشـــند. سه روش تغییر ترشوندگی به ترشوندگی میانی گاز دوســـتی، چاه افقی با کاهش افت فشار در اطراف دیواره چاه وکاهش جریان غیردارســـی می توانـــد بهترین راه حل بـــرای بهره دهی بیشـــتر در چاه های مخازن گاز میعانی باشد.

منابع

۱.Ahmed, T., Evans, J., Kwan, R., and Vivian, T. (۱۹۹۸). Wellbore Liquid Blockage in Gas-Condensate Reservoirs. Paper SPE ۵۱۰۵۰ presented at the SPE Eastern Regional Meeting, Pittsburgh, Pennsylvania, ۱۱-۹ November.

۲.Al-Anazi, H., Xiao, J., Al-Eidan, A., Buhidma, I., Ahmed, M., Al-Faifi, M., and ,Assiri,W. (۲۰۰۷). Gas Productivity Enhancement by Wettability Alteration of GAS-Condensate Reservoirs. Paper SPE ۱۰۷۴۹۳ presented at European Formation Damage Conference, Scheveningen, The Netherlands, ۲۰ May۱- June.

۳.Boom, W., Wit, K., Zeelenberg, J., Weeda, H., and Maas, J. (۱۹۹۶). On the Use of Model Experiments for Assessing Improved Gas-Condensate Mobility Under Near-Wellbore Flow Condition. Paper SPE ۳۶۷۱۴ presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, ۹-۶ October.

۴.El-Banbi, A.H., McCain, W.D. and Semmelbeck, M.E.: “Investigation of Well Productivity in Gas-Condensate Reservoirs,” paper SPE ۵۹۷۷۳ presented at the ۲۰۰۰ SPE/CERI Gas Technology Symposium, Calgary, ۵ – ۳ April.

۵.Dake, L. (۱۹۷۸). Fundamentals of Reservoir Engineering. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier.

معرفی نرم افزار تخصصی

▪ محمد شهبازیان

شبیه سازی تولید کننده های نفت و گاز را قادر به شناخت بیشتر و به دنبال آن تولید بیشتر می سازد که در نتیجه آن درآمد حاصل افزایش میابد. با شبیه سازی می توان چندین سناریو را برای انتخاب بهترین و اقتصادی ترین آن بررسی نمود، همچنین میزان تولید را پیش بینی می کند و بهینه سازی طرح های توسعه ای قبل از حفاری چاه ها را به کمک شبیه سازی می توان انجام داد. همچنین با انتخاب روش مناسب ریسک انجام کار به حداقل می رسد. یکی از نرم افزارهای قدرتمند شبیه سازی نرم افزار CMG می باشد. CMG در سال ۱۹۷۸ به عنوان یک شرکت تحقیقاتی کوچک در کلگری کانادا فعالیت خود را شروع کرد. این نرم افزار شامل چند زیر مجموعه بود که هر یک مناسب فعالیت خاصی می‌باشند.نرم افزارهای شبیه ساز مخزن عبارتند از IMEX، GEM و STARS می باشد.نرم افزار IMEX برای مدل نفت سیاه و فرآیندهای ازدیاد برداشتی مانند تزریق غیر امتزاجی گاز و تزریق امتزاجی LPG می باشد. نرم افزار GEM برای مدل نفت ترکیبی و شبیه ساز ژئومکانیک و فرآیندهایی مانند تزریق امتزاجی گاز، فرایندهای میکروبی، تزریق آب کم نمک و تزریق متناوب آب و گاز استفاده می شود. برای مدل های نفت ترکیبی و شبیه ساز ژئوفیزیک و فرآیندهای حرارتی شامل تزریق آب داغ، سیل زنی بخار، **CSS**، احتراق درجا و ... وفرآیندهای شیمیایی شامل تزریق پلیمر، تزریق فوم، تزریق سورفکتنت و... از نرم افزار **STARS** استفاده می شود. یکی دیگر از زیرمجموعه ها نرم افزار WinProp می باشد که در شبیه سازی سیال کاربرد دارد. از دیگر زیر مجموعه ها می‌توان به بخش هایی برای رسم نمودارها و نمایش نتایج و تطبیق تاریخچه اشاره کرد. یکی از مواردی که CMG را متمایز می کند تمرکز بر تحقیق و توسعه شبیه سازی مخزن و ارائه راه حل هایی بر اساس فیزیک و راه‌حل های فنی که کاربران را قادر می سازد مدل هایی بسازند که به طور دقیق و قابل اعتماد روند تولید را نشان دهند. CMG به دلیل تخصص در نفت سنگین به سرعت شناخته شد و سپس این دانش را در سایر جنبه های مخزن و مدل سازی فرآیندهای پیشرفته گسترش داد. CMG با سرمایه گذاری در بخش تحقیق و توصعه، فناوری نوین وپشتیبانی گسترده تجربه خوبی برای کاربران را رقم زده است. در حال حاضر این شرکت با بیش از ۶۱۷ شرکت معتبر نفتی و ۶۱ کشور همکاری دارد.

شناخت کلی سکوهای دریایی
(انواع و راه اندازی)

احسان خدمتگزار

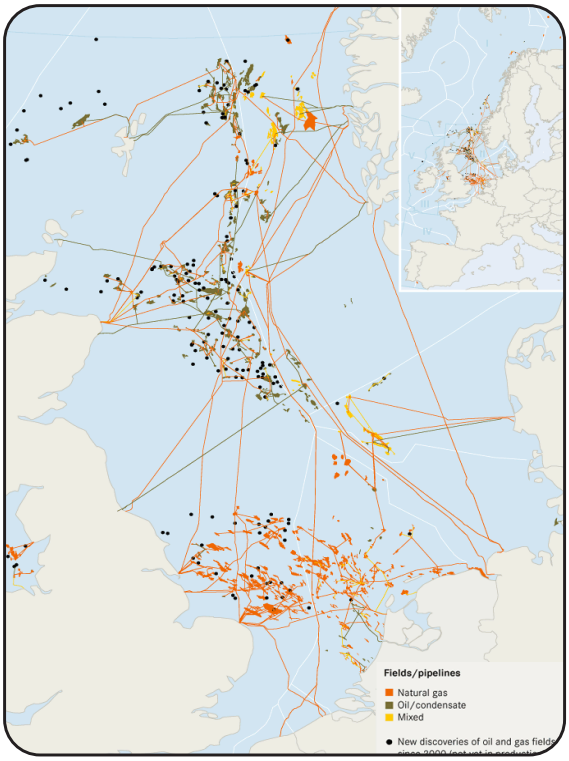
الف) انواع اصلی

اکثر سکوهای نفتی از نوع جاکت فولادی شمع کوبی شده هستند که عرشه فلزی سکو بر روی جاکت نصب می شود. (اشکال ۲ تا ۴).

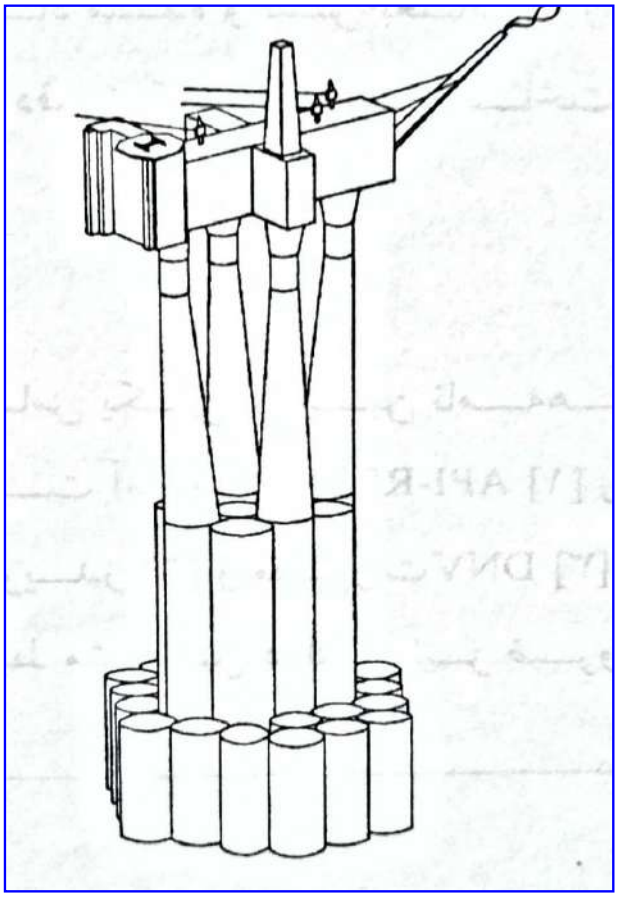
دومین نوع ســـکو ، با توجه به اهمیت و کثرت کاربرد آن، سکوهای بتونی وزنی (GBS) هستند که در بخش های انگلیسی و نروژی دریای شمال و کانادا مورد استفاده قرار گرفته اند(شکل ۵).سومین نوع، واحد های شناور استخراج نفت هستند.

شکل ۲- دو سکوی با پایه جکت

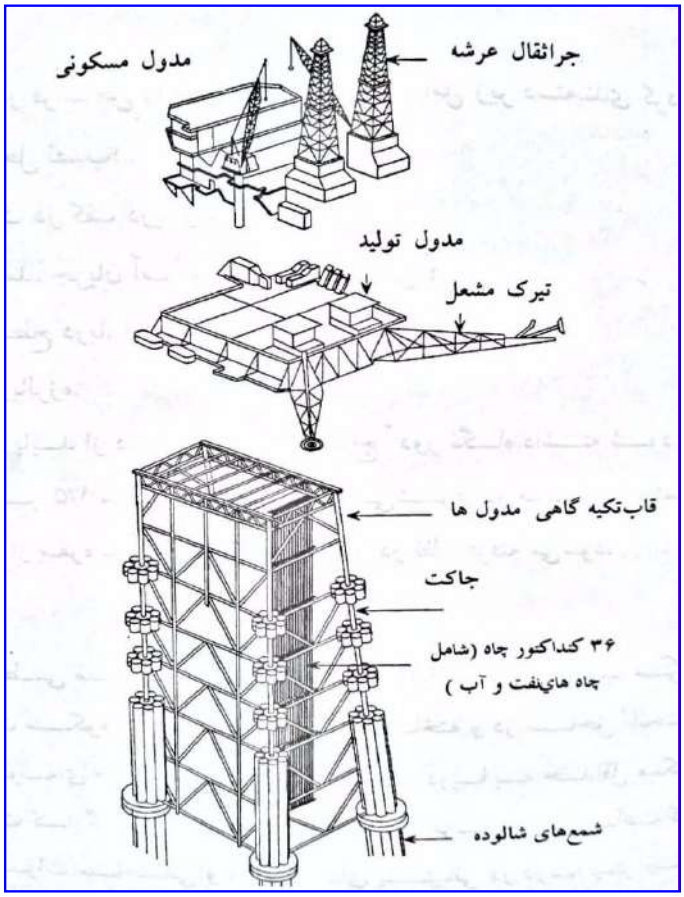
شکل۳. یک سکوی با پایه جاکت در بخش شمالی دریای شمال



شکل ۱. میدان های نفتی و گازی در دریای شمال



شکل ۵ - سکوی با پایه وزنی در میدان های نروژی و انگلیس بخش شمالی دریای شمال



شکل ۴- شمای یک جاکت با عرشه مدولار

ب) شرایط محیطی

شـــرایط محیطی در فرا ساحل را می توان بر اســـاس عوامل زیر دســـته بندی کرد:

۱-عمق آب در محل نصب ؛

۲-مشخصات خاک در محل نصب؛

۳-امواج، جـــزر و مد، جریان آب و بالا آمدگی طوفانی؛

۴-یخ(یخبندان سطح دریا، قطعات یخ و کوه های یخ)؛

۵- زمین لرزه و دریا لرزه.

عرشه ســـازه باید از دسترس تاج امواج دور نگاه داشته شود. معمولا علاوه بر آن، ارتفاع آزادی برابر ۱/۵ متر نیز رعایت می شـــود. در صورت احتمال نشســـت بستر دریا(به دلیل برداشت از سفره نفتی) ارتفاع آزاد بیشتری در نظر گرفته می شود.

ج)شرایط اجرایی

شرایط محیطی سخت و نیز ملاحظات اقتصادی ایجاب می کند که بخش عمده ای از ســـاخت ســـکوها به صـــورت پیش ساخته و در ســـاحل انجام شود . طراحی ســـکوها باید به گونه ای صورت گیرد که کار در دریا به حداقل ممکن محدود شود.

هزینه هر ســـاعت کارگر در دریا حدودا ۵ برابر هزینه هر ساعت کارگر در خشکی است. هزینه تجهیزات ساختمانی و هزینه ها پشتیبانی در دریا نیز چندین برابر موارد مشابه در خشکی است.

با عنایت به عوامل یاد شـــده و نیز ابعاد و اوزان قابل ملاحظه سازه، مهندس طراح ناگزیـــر از در نظـــر گرفتن کلیـــه مراحل ساخت و اجرا از ساخت در کارگاه تا نصب در دریا می باشد.

د) آیین نامه ها

طراحی سازه بر اساس یکی از آیین نامه های ســـکوهای دریایی صورت می گیرد. آیین نامه انســـتیتو نفـــت آمریکا -API RP۲A رایج ترین آیین نامه در ســـطح جهان است. کتابچه ضوابط لویدز و مقررات DNV نیز حائز اهمیت هستند .در برخی کشـــورها رعایت ضوابط مشخصی دولتی نیز ضروری می باشند. به عنوان مثال، می توان از ضوابط دپارتمان انرژی(DOE) در انگلســـتان و دایره نفت نروژ (NPD) نام برد. طراحی جزئیات سازه عرشه عموما بر اساس آیین نامه AISC انجام می شود و آیین نامه AWS بـــرای جوش ها به کار می رود . در کشور انگلستان پس از ضایعه ســـکوی پیرآلف ا نـــگارش کاملا جدیدی از مقررات برای ســـکوهای دریایی در نظر گرفته شده است.

مســـئولیت نظارت بر ســـکوها به دایره ایمنی و بهداشـــت (HSE) واگذار شده و ضروری است که کارفرمایان به جای نشان دادن انطباق طرح ها با جزئیات آیین نامه ها ، ارزیابی رســـمی ایمنی(FSA) ارائه کنند.

ن– اخذ گواهی نامه و تضمین

معمولا مقامات دولتی خواستار ارزیابی استحکام سازه توسط موسسات شناخته شده بین المللی و ارائه گواهی نامه می باشند.
موسسات عمده صدور گواهی نامه عبارتند از:

- Det Norske Veritas(DNV)
- Lioyds Register of Shiping(LRS)
- American Burea of Shiping(ABS)
- Bureau Veritas(BV)
- Germanischer Lioyds(GL)

ضوابط این موسسات در دسترس طراحان قرار دارد.
شرکت های بیمه گذار پذیرش پوشش عملیات حمل و نصب را به بازبینی سازه توسط موسسات تضمین کننده موکول می کنند. ضوابط مورد استفاده این موسسات معمولا بنا به درخواست متقاضیان به صورت محرمانه در اختیار آنان قرار می گیرد.

دستیابی به مخازن نفت و گاز، مستلزم انجام عملیات های مختلف از جمله حفاری است. عملیات حفاری به عنوان نقطه آغازین صنعت نفت و گاز بوده و نفت و گاز موتور محرکه اقتصاد جامعه مدرن است.
بنا بر این اهمیت آن را به عنوان کالایی راهبردی نمیتوان نادیده گرفت. تمایل به حفاری فرا ساحل و آبهای عمیق در نتیجه افزایش تقاضا برای انرژی و کاهش تولید از مناطق خشکی به وجود آمد. افزایش قیمت نفت نیز به عنوان عامل مؤثر دیگری باعث تسریع در روند فعالیت های حفاری فرا ساحل شد. مطابق ارزیابی در سال ۲۰۱۰ سوخت های فسیلی ۷۱/۴ آژانس بین المللی انرژی درصد مصرف انرژی جهان را تأمین می کرد و امروزه، حدود یک سوم نفت و گاز جهان در بخش فراساحل تولید می شود .حفاری پر ریسک ترین و تخصصی ترین بخش صنعت نفت و گاز است و حفاری اعم از خشکی و فراساحل به دلیل پیچیدگی با مشکلات فنی متعددی از قبیل گیرکردن لوله های حفاری در چاه، هرزروی گل، ماندن رشته حفاری یا برخی از ابزار در چاه (مانده)، ریزش دیواره چاه، ترکیدن لوله جداری در حین عملیات روبه رو است که روشهای متفاوتی در گذر زمان و با پیشرفت تکنولوژی برای مواجهه با آن ها ابداع و استفاده می شود. حفاری فراساحل با وجود ایجاد فرصت های بسیار، چالش های زیادی نیز دارد. چرا که با افزایش عمق آب، چالش های فنی نیز افزایش مییابد. در اصل آب های عمیق با افزایش عمق چاه پنجره یا فاصله بین فشار داخل منافذ سازند و گرایان شکست کم می شود که این امر حفاری را با مشکل روبرو می کند و نیاز به لوله جداری و آستری برای فراهم کردن تغییر وزن گل را افزایش می دهد. همچنین حفاری سازندهای بسیار دشوار است. برای نمونه انباشته شده با لایه های نمکی و قیر یکی از چاه های خلیج مکزیک شرکت Petrobras به علت مواجهه با قیر دچار ۱۲۷ روز تأخیر و متحمل ۵۵/۸ میلیون دلار هزینه اضافی شد . با ازدیاد عمق، فشار و دمای چاه نیز افزایش می یابد که مشکلات مختلفی را ایجاد می کند. همچنین دشواری ها و عدم قطعیت های فنی و عملیاتی و گستردگی حوزه فعالیت های حفاری که علاوه بر عملیات حفاری شامل خدمات پشتیبانی و جانبی چاه نیز می شود، چالش های پیش روی این صنعت را افزایش می دهد. از سویی، تکنولوژی محور بودن این صنعت نیز سبب به کارگیری تجهیزات مختلف و گران قیمتی شده که بخش اعظم موضوعات و جنبه های فنی، اقتصادی و حقوقی این فعالیت ها را به خود اختصاص داده است ، اصولا این صنعت در مقایسه با صنعت حفاری خشکی داده است. اصولا با حوادث زیان بار تری مواجه است و دارای چالش ها و مشکلاتی است که به منظور کنترل و مدیریت هرچه بهتر آن ها، باید نسبت به شناسایی و بررسی آنها اقدام شود.

توسعه یک میدان دریایی نفتی – گازی

پس از تکمیل مراحب مقدماتی از قبیل لرزه سنجی میدان، یک یا چند حلقه چاه اکتشافی حفر می شود. بدین منظور از جک آپ ها برای اعماق تا ۱۲۰متر و از سکوهای شناور برای اعمال بیش تر بهره گرفته می شود. بر اساس نتایج به دست آمیده ، مدل های مختلف توسعه میدان نفتی از نظر میزان ریسک و توجیه اقتصادی مورد ارزیابی قرار می گیرد.
تعداد چاه های مورد نیاز، ثابت یا شناور بودن سکو، تعداد سکوهای مورد نیاز و نحوه صدور محصول (از طریق کشتی تانکر یا خط لوله) را می توان به عنوان پارامترهای دخیل در ارزیابی مدل توسعه به شمار آورد. در صورتی که مطالعات انجام شده بهره برداری از میدان نفتی مورد نظر را توجیه کند ، انجام دادن چهار فعالیت عمده فنی تا شروع استخراج ضروری است؛

- مطالعات مهندسی و طراحی؛
- ساخت و نصب سکو و سایر تجهیزات؛
- حفاری چاه های تولید(حدود ۲تا ۳ ماه زمان برای هر چاه مورد نیاز است)؛
- فراهم آوردن تسهیلات صدور محصول(خطوط لوله ،کشتی های تانکر و...).

در ادامه این مبحث، نحوه تنظیم عملیات حفاری و اجرا برای دو نوع عمده سکو شرح داده شده است.

دکل های دریایی را می توان به دو گروه اصلی تقسیم کرد که هر کدام نیز به چند گروه زیر طبقه بندی مش شوند:

دکل های شناور(Floating Type)
کشتی حفاری (Drilling ship): برای حفاری در اعماق خیلی زیاد دریا، از این نوع دکل به جای سکوی دریایی استفاده می شود. کشتی حفاری در مقایسه با سکوی دریایی

شکل۶. کشتی حفاری

نیمه شناور، از نظر اندزه و ظرفیت ، از مزیت بیشتری برخوردار است.

برای نخستین بار، در سال ۱۹۸۲ از این نوع کشتی برای حفاری در عمق ۲ هزار متری آب در دریای مدیترانه استفاده شده است. امروزه حفاری چاه هایی با اعماق حدود ۱۳۰۰۰ فوت نیز با این کشتی ها امکان پذیر است (شکل ۶)

دکل نیمه شناور(Semi-submersible):

دکل های نیمه شناور شبیه کشتی حفاری می باشند. از نظر اندازه و ظرفیت، از کشتی حفاری کوچکتر بوده و از آن ها برای حفاری اعماق کمتر از ۶۰۰۰ فوت استفاده می شود(شکل۷)

دکل های متصل به کف دریا(Bottom Supported Type)

Barge : کشتی حفاری کوچک،دکلی که برای حفاری در اعماق کم(حدود ۸ تا ۳۰ فوت)به کار برده می شود. کشتی کوچک را در جای کم عمق قرار داده ، آب دخل آن پمپ می کنند تا سنگین شود و به کف دریا بچسبد سپس شروع به حفاری می کنند. بعد از اتمام حفاری و نصب تجهیزات، کشتی منتقل می شود .

Jack up : کشتی در جای عمیق تر قرار گرفته و پاهای آن به صورت هیدرولیکی، به کف دریا می چسبد که ممکن است یک پاسه(بزرگ برای جای مسطح) یا سه پایه(برای جا هایی که دریا پستی و بلندی دارد) باشد. این دکل جهت حفاری اعماق دریا ۱۵ تا ۳۵۰ فوت استفاده می شود .

Platform : این دکل ها نیز به دو زیر گروه فرعی تقسیم می شود:

Self Contained : در این نوع دکل، تمام وسایل حفاری، کمپ و جای استراحت افراد،روی یک سکو قرار دارد.

Tendered : در این دکل ، بعضی وسایل مثل کمپ استراحت ، در کشتی دیگر است.

سکوی جاکت در آب های کم عمق

ابتدا جاکت نصب و سپس چاه ها توسط سکوی دیگری از نوع جک آپ (که در کنار سکوی اصلی مستقر می شود و دکل حفاری آن به صورت طره تا بالای جاکت ادامه پیدا می کند) حفر می شود . شکل شماره ۶ یک سکوی جک آپ حفاری را با دکل طره ای را نشان می دهد.

طراحی و ساخت عرشه سکوی جاکت در خشکی همزمان با عملیات حفاری چاه ها صورت می گیرد. در نتیجه، به مجرد نصب عرشه امکان بهره برداری و تولید فراهم خواهد بود.

در صورت نیاز به افزایش تعداد چاه ها، سکوی حفاری جک آپ مجددا به کار گرفته می شود و لازم است امکان دسترسی آن به محوطه چاه ها از قبل تامین شده باشد.

به عنوان یک گزینه دیگر، بعضا کلیه چاه ها در یک سکوی مجزا قرار داده می شود و این سکو با یک پل به سکوی تولید مرتبط می شود(شکل ۲).

سکوهای وزنی (GBS) در آب های عمیق

چاه ها به وسیله یک دکل حفاری مستقر بر روی خود سکوی اصلی حفر می شوند (مشابه دکل واقع بر روی سکوی نشان داده شده در شکل ۳). در نتیجه حفاری چاه ها پس از ساخت و نصب کامل سکو و عرشه آن آغاز و شروع تولید به یک یا دو سال پس از اتمام نصب سکو موکول می شودد.

در سال های اخیر، سکوهایی نیز بر روی چاه های از قبل حفاری شده نصب شده است . در این موارد لازم است که سکو با دقت زیاد بر روی موقعیت چاه ها تعبیه شود.

این مطلب ادامه دارد...

مقایسه پارامتر های موثر بر عملیات فرازآوری با گاز و تعیین چاه های نفتی کاندید این عملیات

*حمیدرضا محمودی

معمولا وقتی که چاهی در یک مخزن دست نخورده حفر می شود هیدروکربنها به طور طبیعی به سطح جریان می یابد. در اثر تولید از یک مخزن از فشار مخزن کاسته می شود و این باعث می شود که جریان نفت و گاز و آب از چاه آرام و در نهایت قطع شود . برای جبران این عمل برای تقویت تولید در سیستم چاه از فرازآوری مصنوعی استفاده می شود که در این عمل به سیال درون چاه انرژی وارد می کند که چاه شروع به تولید کند.

تنها یک چهارم چاه های نفت دنیا به طور طبیعی در حال تولید هستند. پس با توجه به این آمار نیاز به فرازآوری مصنوعی امری اجتناب ناپذیر به نظر می رسد. فرازآوری با گاز و به طور کل فرازآوری مصنوعی همگی منجر به یک هدف مشابه می شوندکه عبارت است از :

تولید میزان مطلوبی از سیال از چاه هایی که نرخ و میزان تولیدشان مطلوب نیست و یا به طور کل تولید ندارند

فرازآوری با گاز به عنوان پرکاربرد ترین روش فرازآوری در این زمینه از اهمیت ویژه ای برخوردار است و لازم است همواره پیش از انتخاب این روش برای فرازآوری با چاه هایی که شرایط مناسب برای این عملیات را دارند آشنا باشیم و پارامتر های موثر بر آن را مورد بررسی قرار دهیم.

مقدمه:

برداشت اولیه یا تولید طبیعی عبارت است از استحصال نفت تحت مکانیسمهای رانش طبیعی موجود در مخزن، بدون استفاده از انرژیهای خارجی نظیر آب و گاز. همانگونه که بیان شد از یک مخزن تا مدت تقریباً کمی میتوان بهطور طبیعی تولیدی اقتصادی داشت. در تولید طبیعی از مخزن، رانش نفت به علت مکانیسم های خاصی انجام میپذیرد که در زیر چند مورد از آنها را نام خواهیم برد :

۱-اثر گاز محلول (Solution Gas Drive)

۲-رانش ثقلی(Gravity Drainage)

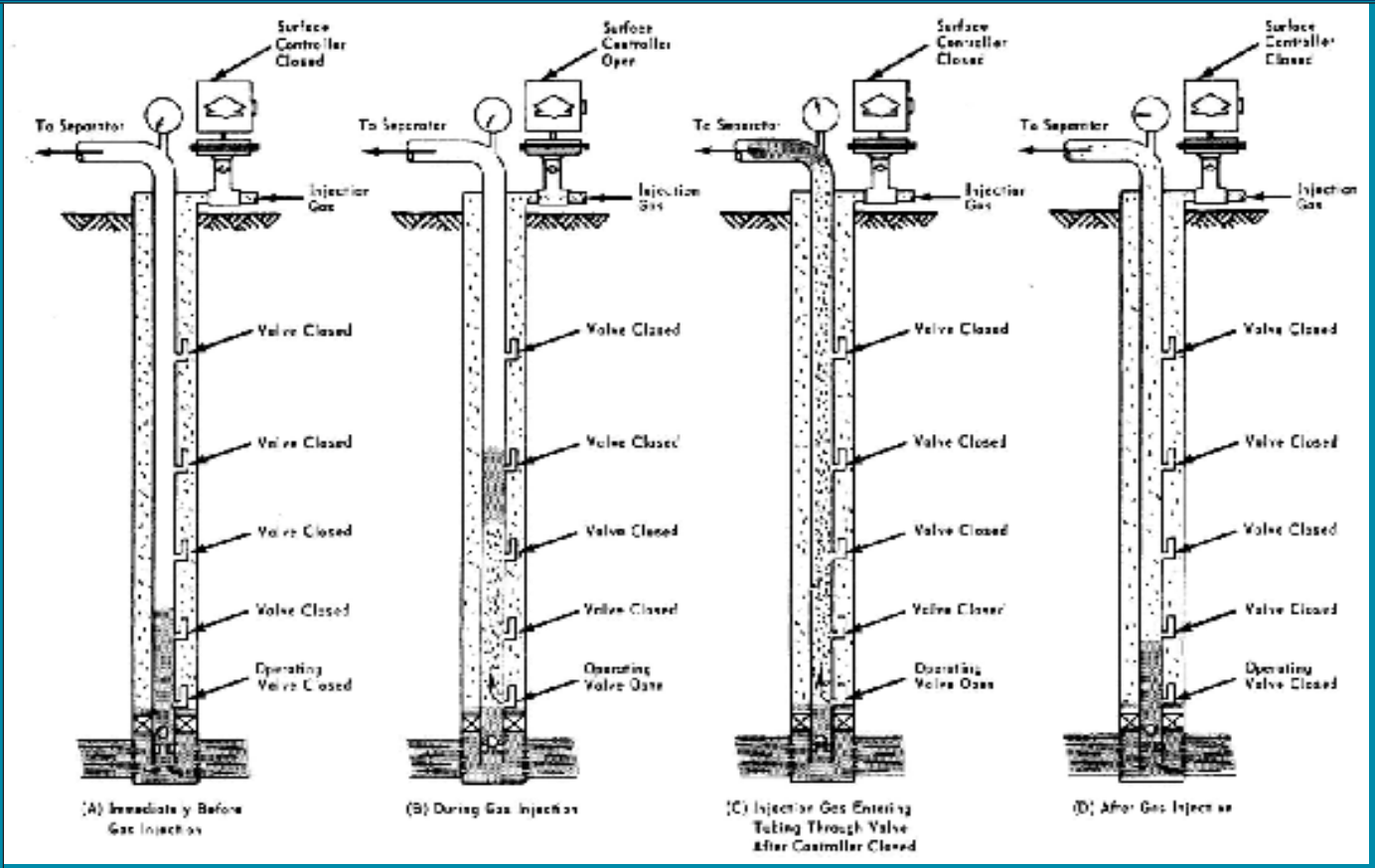
۳-انبساط کلاهک گازی(Gas Cap Expansion)

۴-تراکم (Compaction)

۵-انرژی آبدهی(Natural Water Influx)

غالباً دو یا بیشتر از دو مکانیسم تولید طبیعی، در زمان تخلیه طبیعی مخزن فعال می باشند که یکی از این دو مکانیسم ها، مکانیسم غالب و اصلی است . اما مکانیسم اصلی تولید ممکن است به تدریج که از مخزن تولید می شودعوض شود . نوع مکانیسم تولید، تأثیر زیادی در میزان نفت تولیدی از مخزن دارد.

فرازآوری مصنوعی زمانی استفاده میشود که نرخ تولید کمتر از حد اقتصادی می باشد یا این که تولید نفت از چاه کلا قطع شده باشد. وقتی انرژی طبیعی همراه نفت ،برای بالا آوردن آن به سطح زمین کافی نباشد و یا نتواند حجم کافی نفت را به سطح زمین بیاورد، باید این انرژی توسط یکی از روش های مصنوعی، تقویت شود. در حقیقت فرازآوری مصنوعی روشی برای افزایش طول عمر تولیدی چاه می باشد.



معیارهای انتخاب روشهای فرازآوری

همواره در انتخاب روش مناسب فرازآوری باید دقت و تحقیق لازم به عمل آید چراکه انتخاب روش نامناسب می تواند در میان مدت و بلند مدت باعث کاهش بهره وری چاه و تحمیل هزینه های سنگین شود. سه فاکتور اولیه ای که انتخاب روش فرازآوری مصنوعی را تعیین می کنند عبارتند از:

۱-دبی تولید
۲-فشار جریان ته چاه
۳-نسبت گاز به مایع (GOR)

فاکتورهای ثانویه عبارتند از:

۱-ویسکوزیته نفت
۲-عمق و اندازه حفره چاه
۳-دبی چاه
۴-زاویه انحراف چاه
۵-تولید ماسه و جامدات
۶-رسوب پارافین
۷-میزان خوردگی نفت و گاز

فرازآوری به کمک گاز (Gas Lift)

فرازآوری با گاز یکی از روش های افزایش تولید نفت است که مشتمل بر جداسازی گاز همراه نفت خام تولیده شده، فشارافزایی آن به مقدار بیش از فشار مخزن و تزریق آن از طریق دالیز و بوسیله شیرهای مخصوص فرازآوری با گاز در ستون مایع سیال چاه می باشد. بدین ترتیب با ایجاد تحرک در نفت خام و کاهش دانسیته امکان جریان نفت و گاز از طریق لوله مغزی به سطح فراهم خواهد شد.

در مقایسه با پمپ های درون چاهی تجهیزات فرازآوری با گاز راحت تر نصب شده و نیاز به تعمیرات کمتری دارد. هدف از نصب این تجهیزات، تزریق گاز به پایین ترین قسمت ستون نفتی و کاهش گرادیان فشار ستون نفت است که مجموعه این عملیات موجب افزایش دبی چاه وبه جریان افتادن یک چاه کشته شده می شود.

تجهیزات اساسی مورد نیاز برای استفاده از تکنولوژی فرازآوری با گاز:

۱- گاز برای تزریق:

در بعضی از مخازن ممکن است چاه هایی وجود داشته با شند که گاز

پر فشـــار مورد نیاز بـــرای فرازآوری با گاز را تامیـــن نمایند.در چاه هایی که چنین تســـهیلاتی وجود نداشته باشـــد باید ایســـتگاه تقویت فشـــار احـــداث گردد تا فشـــار مـــورد نیاز بـــرای تزریـــق گاز را فراهـــم نماید.

۲- شیرهای فرازآوری:
ایـــن شـــیرها اجـــازه ورود گاز بـــه درون ســـیال موجـــود در چـــاه را مـــی دهنـــد و انواع مختلفـــی دارند و معمولا بر اســـاس اختلاف فشـــار لولـــه مغـــزی و فضای حلقـــوی و یا فشـــار لوله مغـــزی کار مـــی کنند.

۳- جایگاه شیر فرازآوری (Side pocket mandrel) :
این جایگاه محلی اســـت که شـــیر فرازآوری گاز درون آن قرار می گیرد.

۴- لوله مغزی جهت انتقال سیال

۵ –سیستم کنترل جریان گاز تزریقی:
اگـــر فـــرازآوری بـــا گاز بـــه روش پیوســـته انجـــام شـــود از کاهنـــده جریـــان جهت کنترل دبـــی جریان استفاده می شـــود،ولی اگر از روش متناوب اســـتفاده کنیـــم از کنترل کننده هـــای چرخه زمانی که آنها را Intermitter گویند اســـتفاده می شـــود.از اریفیس و ترانســـمیتر نیز جهت ثبت دبی اســـتفاده میشـــود .

مزایا و محدودیت استفاده از سیستم فرازآوری مصنوعی با گاز :

به طور کلی این شـــیوه در مقایســـه بـــا روش هـــای تولیـــد مصنوعی از این نظر کـــه حتی بـــا تجهیزات نه چنـــدان قوی نیـــز میتـــوان از چاه تولید نمود بســـیار مورد توجه است.

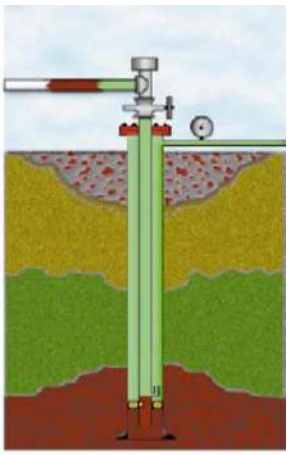
بـــه طـــور کلـــی مـــی تـــوان مزایا و محدودیـــت هـــای ایـــن روش را در مـــوارد زیـــر بیـــان کـــرد :

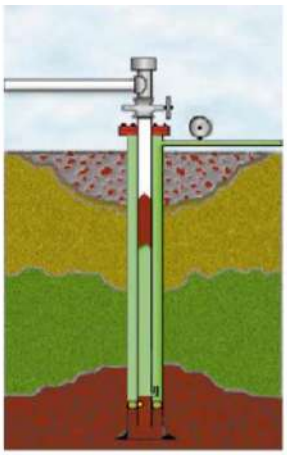
مزایا

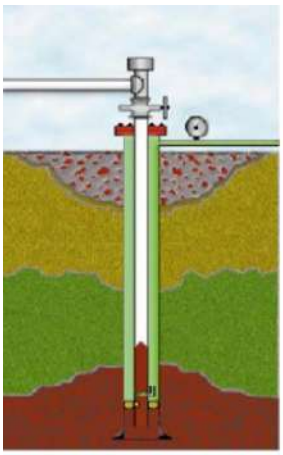
۱- بهـــره برداری از چـــاه هایی که مشـــکل تولید ذرات جامـــد همراه نفت دارنـــد را امکانپذیر می‌ســـازد.
۲- گاز مورد اســـتفاده سیستم قابل بازیافـــت و تزریق مجدد می‌باشـــد.
۳- نصـــب در چـــاه هـــای انحرافـــی امکانپذیـــر اســـت.
۴- امکان تولید بیش از ۵۰۰۰۰ بشکه در روز از چاههایی که شـــاخص بهره دهی بالایی دارند را فراهم می‌سازد.
۵- اجـــزاء آن قابلیـــت تغییـــر کاربـــری از فـــراز آوری پیوســـته بـــه متنـــاوب را ناشـــی از تغییرات افت فشـــار مخـــزن دارا می‌باشـــد.
۶- در چـــاه هـــای حومـــه شـــهری قابل اســـتفاده می‌باشـــد.
۷- اســـتفاده از کمپرسورهای سیار جهت فشارافزایی امکانپذیر می‌باشد.
۸- امـــکان اســـتفاده از برخـــی ســـرویس های واحـــد خدمات فنی درون چاهـــی نیـــز وجـــود دارد.
۹- هزینه ادوات اولیه از دیگر روش های فرازآوری مصنوعی کمتر است.
۱۰- هزینه بکارگیری و انجام عملیات بوسیله آن از دیگر روش ها کمتر است.
۱۱- نحـــوه تکمیـــل چـــاه بـــا ایـــن سیســـتم ســـاده می‌باشـــد.
۱۲- در چـــاه هـــای مناطق دریایی (off shore) قابل نصب می‌باشـــد.

محدودیت ها

۱- ممکـــن اســـت گاز مـــورد نیـــاز جهـــت تزریـــق در حجـــم و فشـــار مورد نیـــاز موجود نباشـــد.
۲- نبـــود فضای کافـــی برای نصب


Liquid slug flowing to the separator


Liquid slug rising through tubing by gas energy (operation valve open)


Liquid slug formation and pressurization of annulus (operation valve closed)

کمپرسور در چاه هایی دریایی که مساحت زیادی را اشغال میکنند.
۳-برای چاه واحد کاربردی نیست.
۴-این روش برای نفت ویسکوز و یا نفت فوق اشباع با نمک پیشنهاد نمیشود.
۵- احداث خطوط لوله مخصوص جهت انتقال گاز تزریقی در میادینی که چاه های آن از یکدیگر فاصله زیادی دارند هزینه بالائی را نیاز دارد.
۶- جداره ها و تجهیزات سر چاهی می بایست قابلیت تحمل فشار بالای تزریق را داشته باشند.
۷- فرازآوری با گاز بدلیل ارتباط با فشار کارکرد بالا، دارای ماهیتی مخاطره آمیز بوده و نگرانی در خصوص مسائل ایمنی را همواره در پی دارد.
۸- تشکیل مایعات و یخ زدگی گاز در مسیر انتقال از دیگر پیامدهای نامطلوب این سیستم می‌باشد.

طراحی سیستم فرازآوری با گاز

در طراحی سیستم فرازآوری با گاز باید به سه عامل کلی زیر توجه نمود:

الف - عملکرد جریان ورودی :
ابتدا باید مشخصات مخزن مورد مطالعه که چاه مورد نظر در آن واقع شده است و همچنین خصوصیات چاه مورد مطالعه شناخته شوند. این مشخصات شامل حجم نفت و گاز در سازند، فشار ستون مایع ضریب بهره دهی چاه، روش تکمیل چاه، مخروطی شدن آب، نفوذپذیری، تخلخل، نوع مخزن، میزان تولید نفت وهمچنین احتمال ایجاد مشکلاتی در تولید مانند تشکیل پارافینها و نیز بالا آمدن شن و ماسه همراه با نفت از چاه می یاشد.

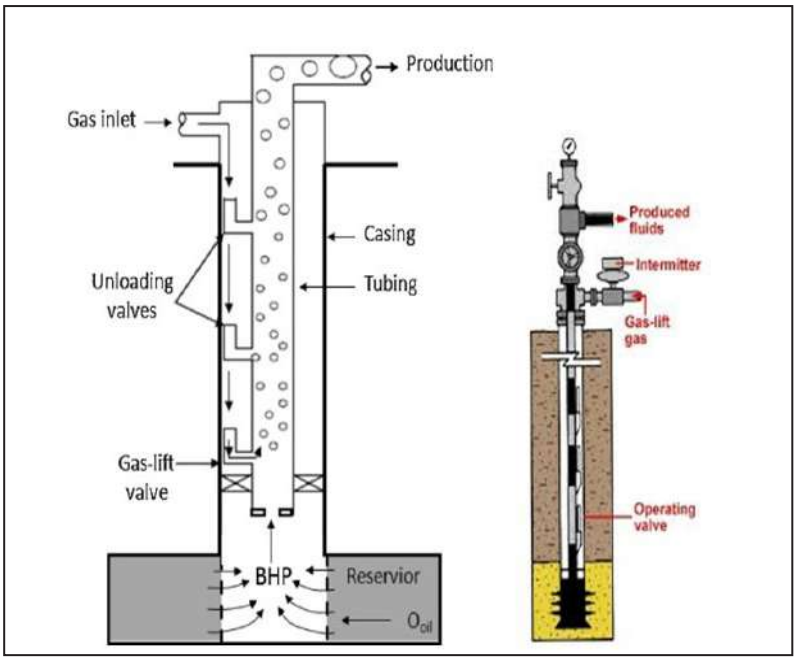
ب -عملکرد مسیر عمودی :
وقتی که سیال وارد مجرای عمودی چاه می گردد، این عملکرد اثر خود را نشان می دهد. اگر چه اکثر چاه ها یک مسیر نسبتاً عمودی را طی می کنند ولی در بعضی از موارد در سکوهای نفتی از چاه های جهت دار استفاده می گردد . اگرچه افت فشار ناشی از ستون سیال تغییر نمی کند ولی به علت افزایش طول مسیر، افت فشار افزایش می یابد بنا براین لازم است مجموع افت فشار در ستون چاه دقیقا بررسی شود.

ج -عملکرد جریان افقی :
بدیهی است وقتی سیال به سطح زمین رسید، باید به محل نگهداری و ذخیره سازی انتقال یابد . این فاصله ممکن است کوتاه یا بلند باشد . طول خط لوله جریانی و قطر آن وهمچنین میزان سیال تولیدی و نسبت گاز به نفت و درصد آب همراه نفت نیز بر فشار سرچاهی اثر می گذارد و فشار سرچاهی نیز بر جریان عمودی درون چاهی اثر می گذارد . بنابراین شناخت مشخصات جریان در خطوط لوله سطح الارضی بسیار ضروری است و بهینه سازی آن باید مد نظر قرار دارد.

بررسی اثر نرخ تزریق گاز بر میزان سیال تولیدی

افزایش نرخ تزریق گاز از طریق شیرهای فرازآوری قرار گرفته در عمق مشخص ، دبی سیال تولیدی را افزایش می دهد تا اینکه به ماکسیمم مقدار خود برسد در این نقطه اثر دانسیته میانگین سیال موجود در ته لوله مغزی در اثر افزایش در نرخ تزریق دقیقا در جهت عکس اثر افزایش افت فشار اصطکاکی به علت جریان یافتن جرم زیادی از سیال در لوله مغزی عمل می کند. افزایش بیشتر نرخ تزریق باعث می شود که افزایش اصطکاک نسبتاً سریعتر از کاهش فشار هیدروستاتیکی باشد .
این نقطه در واقع نرخ تزریق بهینه فنی می باشد که در آن تولید چاه به حداکثر میزان خود می رسد. اما نرخ تزریق اقتصادی ماکسیمم اندکی کمتر از این مقدار خواهد بود.

در چاه های مرده ، برای شروع عملیات لازم است ابتدا میزان فشار بیشتری از مراحل آینده است به کار رود تا چاه شروع به تولید کند که به آن "Kick-off Gas" گفته می شود.
در بسیاری از میادین فرازآوری با گاز از یک چاه گازی فعال به عنوان منبع تامین گاز استفاده میشود. در صورت عدم وجود مقدار گاز کافی از نظر فشار و یا حجم میتوان در یک



سیستم بسته از کمپرسورها استفاده کرد.

نحوه عملکرد Gas lift valve

به طور کلی عمل باز و بسته شدن gas lift valve به واسطه ی اختلاف فشار میان سیال تزریقی و سیال تولیدی انجام می شود.که بر دو نوع کلی اند:

a)IPO (injection pressure or casing pressure operated)

b)PPO (production pressure or tubing pressure operated)

نوع IPO که بیشتر در فرازآوری متناوب (intermittent) استفاده میشود از فشار tubing برای باز و بسته شدن استفاده میکند به این صورت که افت فشار تیوبینگ در زمانی که گاز تزریق میشود باعث بسته شدن شیر خواهد شد و افزایش فشار تیوبینگ موجب باز شدن بیشتر شیر میشود .

نوع PPO به طور گسترده ای در فرازآوری گاز continuous استفاده میشود. این شیر بر پایه فشار موجود در casing باز و بسته میشود بدین صورت که افزایش فشار کیسینگ موجب باز شدن بیشتر valve خواهد شد و افت فشار آن موجب بسته شدن شیر خواهد شد. (فشار مانند نوع IPO به بخش Bellows وارد میشود)

دراغلب مواقع، هنگامی که در آینده نیاز به پیش بینی فرازآوری با گاز حس شود، شیرها در زمان تکمیل اصلی با عملیاتی که در آن از سرویس کابل استفاده شده نصب می شوند.

استفاده از یک شیر جهت فرازآوری با گاز برای چاه های کم عمق کافی است لیکن با عمیق تر شدن چاه به تعداد زیادتری شیر فرازآوری با گاز نیاز می باشد.

شیرهای فرازآوری با گاز در طراحی تاسیسات فرازآوری به منظور تامین یکی از اهداف ذیل به کار میروند :

۱-کاهش فشارهای شروع کننده تخلیه

۲-امکان تزریق های عمیق در اعماق زیاد

۳-کاهش نسبت های گاز به نفت تولیدی

۴-حذف آب کشی در چاه های با سطح بالای سیال که با آب تخلی می شوند

چاه های مناسب برای عملیات فرازآوری با گاز

در چاه هایی که نفت آنها میزان گاز حل شده ی بالایی دارند , برای جمع آوری این گاز حل شده معمولا کمپرسور هایی تعبیه میشوند که در صورت نیاز با اعمال تغییرات نه چندان زیادی میتوانند فشار نسبتا زیادی که برای فرازآوری با گاز لازم است را تامین کنند و این مطلب به کاهش زمان طراحی و هزنیه ی عملیات کمک شایانی میکند پس به طور ایده آل برای چاه هایی که دارای نسبت گاز به نفت (□□□) بالا می باشند و یا چاه های بسیار عمیق در بین انواع روش های تولید

مصنوعی, فــراز آوری به کمک گاز بهترین گزینه است.
چــاه هایی با انحراف زیــاد و یا نرخ تولید کــم و همچنین چاه هایی که تولید ماســه دارند در صورت نیاز به تولید مصنوعی , از بهترین کاندید ها برای فرازآوری به کمک گاز میباشند . از دلایــل آن میتوان بــه این نکته اشــاره کرد که در سیستم فرازآوری به کمک گاز قطعات متحرک بســیار کمی نسبت به روش های دیگر وجود دارد و در نتیجه نگرانی کمتری بابت آســیب دیدگی تجهزات نســبت به روش فرازآوری به کمک پمپ داریم. همچنیــن هیــچ شــیوه ای مانند فرازآوری با گاز بــرای چاه هایی که خطوط لوله جریان آنها از بستر دریا ها عبور میکند مناسب نیست ; چرا که برای انجام این شیوه در چاه های با قطر بســیار کم نیز کاربرد دارد و تجهیزات آن به نسبت فضای کمی را اشغال میکنند

نتیجه گیری

در انجــام عملیات فــرازآوری با گاز پارامتــر هــا و عوامل زیــادی می تواننــد تاثیر گــذار باشــند و لازم اســت با بررســی دقیق آنها از ضرر های احتمالی انتخاب های نادرست جلوگیری شود.
پیش از انجــام عملیات فــرازآوری مصنوعی با گازبه طور کلی ۳ دســته اصلی از مسائل باید بررسی شوند :
عوامــل محیطــی (ماننــد وجود یا عدم وجود گاز کافی برای تزریق در منطقه، میزان انحــراف چاه ، محل قرار گیری چــاه و ...) ، ویژگی های سیالی که قصد استخراج آن را داریم (مانند GOR ، ویســکوزیته و ...) و تجهیــزات موجود در محل چاه (و یا توانایی تهیه تجهیزات جدید مورد نظر) .
ایــن روش فــرازآوری بــا داشــتن بیشــترین طیف اســتفاده نسبت به روش های دیگــر میتواند در صورت بررســی صحیــح موارد ذکر شــده برای بســیاری از مخــازن گزینه ای کم هزینه با بازدهــی مطلوب برای فــرازآوری مصنوعــی و ادامه تولید باشد.

منابع

۱- قلمبــر علی،ویلیام ســی-بویان گو-ترجمه علی حســینی (۱۳۹۱) مهندسی بهره برداری نفت.انتشارات کتاب آوا
۲- بررســی و انتخاب بهترین طرح فرازآوری بــا گاز در چاه‌های یکی از میادین نفتی در جنوب غربی ایران، معصومی ، قاسم (۱۳۹۵)
۳- مک کیــن ویلیام، ترجمه نصری فــر، خشــایار، مشــفقیان، محمود. (۱۳۷۹). ویژگــی های ســیال های نفتی.
انتشارات دانشگاه شیراز.
۴- طراحی و بهینه سازی فرازآوری با گاز در یکی از میادین نفتی، پهلوان بجستانی ، محمدصادق
۵- تــارک احمد، ترجمه ســیلاوی، رحیم. (۱۳۸۷). جلد دوم. مهندسی مخازن هیدروکربوری. انتشــارات و روابط عمومی شــرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب

نمونه ای از شیر های فرازآوری با گاز در نمای داخل رشته حفاری

امولسیون های پیکرینگ و کاربرد آن ها در ازدیاد برداشت نفت از مخازن هیدروکربوری

مهدی یعقوبی زاده

در پی بالا رفتن تقاضا در بازار نفت و کاهش نفت داخل مخازن این چالش برای صنعت گران این حوزه به وجود آمد تا به سراغ تولید و برداشت نفت باقی مانده داخل مخازن از پیش تولید شده بروند در صورتی که بیش از ۶۰٪ نفت درجا حتی پس از تولید به کمک مکانیزم های برداشت اولیه و ثانویه باقی می ماند. پیش از ادامه بحث بهتر است یک توضیح اجمالی در مورد انواع روش های برداشت نفت ارائه شود

روش های برداشت نفت عبارتند از:

۱–روش های برداشت اولیه (Primary Oil Recovery):

به مقدار نفتی گفته می شود که به کمک انرژی طبیعی عمل کننده داخل مخزن مانند انبساط ترکیبات سبک تر هیدروکربن موجود و یا به وسیله روش های فرازآوری مصنوعی قابل بازیافت باشد.

۲–روش های برداشت ثانویه (Secondary Oil Recovery):

پس از مدت زمان کوتاهی از تولید اولیه، این برداشت که شامل تزریق آب در Aquifer مخزن و یا تزریق گاز در Gas cap می باشد به منظور حفظ فشار مخزن آغاز می گردد.

۳– روش های برداشت ثالثیه (Tertiary Oil Recovery):

که شامل تمامی مکانیزم هایی است که پس از برداشت ثانویه جهت تولید نفت باقی مانده در مخزن صورت می پذیرد.

لازم به ذکر است که نباید اجازه داد **که** نفت با تمام شدن انرژی های طبیعی مخزن تنها به کمک مکانیزم های برداشت اولیه تولید نماید چرا که این کار می تواند صدمات جبران ناپذیری به مخزن وارد کند. همانطور که قبل تر ذکر شد نفت تولیدی به کمک روش های برداشت اولیه و ثانویه نهایتا ۶۰٪ نفت درجای اولیه مخزن (STOIP) را شامل می شوند لذا امروزه بیش تر روی روش ها و مکانیزم های برداشت ثالثیه، که به Enhanced Oil Recovery (EOR) معروف اند، تحقیقات گسترده تری انجام می گیرد. شکل زیر (Fig. ۱) مکانیزم های مورد استفاده در روش های برداشت ثالثیه را نمایش می دهد.

نفت باقی مانده به دلایلی مانند **نیروهای** کشش بین سطحی، ویسکوزیته و هتروژنتیک مخزن داخل منافذ سنگ ها گیر کرده و این باعث بازدهی اندک مخزن می شود. با دانستن این موضوع

	Detailed methods	EOR mechanisms	Chanllenges
Thermal methods	CSS	Viscosity reduction	High energy cost
	Steam flooding	IFT reduction	Low thermal conductivity of rock and fluids
	In-situ combustion	Steam distillation	Heat leakage to the undesired layers
	SAGD	Oil expansion	Low effective thermal degradation
	Electrical heating	Gravity drainage	Heat loss from heat generator to the reservoir
Chemical methods	Alkaline flooding	IFT reduction	High cost because of excess amount needed
	Surfactant flooding	Wettability alteration	Low effectiveness on IFT and viscosity changes
	Polymer flooding	Mobility control	Damage due to incompatibility
	ASP flooding	Emulsification	Unfavorable mobility ratio
	Micellar flooding		Slow diffusion rate in pore structure
Gas methods	Hydrocarbon gas injection	Pressure maintenance	Gravity override
	CO_2 injection	Viscosity reduction	Fingering and early gas breakthrough
	N_2 injection	Oil expansion	Miscible flooding needs high MMP
	Air Injection	Miscibility	CO_2 corrosion
	WAG injection		Asphaltene deposition occurs

Fig. 1 دسته بندی تکنولوژی های ازدیاد برداشت موجود

و همچنین توسعه و پیشرفت تکنولوژی مهندسان به سمت مکانیزم های برداشت ثالثیه (EOR) رفتند. هدف اصلی در مکانیزم های برداشت ثالثیه افزایش تحرک پذیری نفت به منظور افزایش میزان نفت قابل تولید از مخزن می باشد. برداشت ثالثیه در صورت ناکارآمد بودن برداشت ثانویه و ناتوانی آن در بازیافت نفت استفاده می شود ولی باید توجه داشت که پیش از بهره گیری از این مکانیزم ها بایستی از اقتصادی بودن پروژه اطمینان حاصل کرد. این امر به خوبی مشخص شده است که استفاده یا عدم استفاده از پروژه های ازدیاد برداشت ثالثیه (EOR) تحت تاثیر قیمت نفت و اقتصادی بودن مکانیزم مربوطه است.

مکانیزم های مورد استفاده در ازدیاد برداشت امروزه به دو دسته گرمایی (Thermal) و غیر گرمایی (Non-Thermal) تقسیم می شوند. مکانیزم های حرارتی به طور کلی شامل گرم کردن سازند به منظور کاهش ویسکوزیته نفت و افزایش تحرک پذیری آن می شوند و مکانیزم های غیر گرمایی نیز شامل مکانیزم های شیمیایی و میکروبیولوژیکی می شوند. مکانیزم های شیمیایی به طور کلی شامل استفاده از سورفکتانت های مصنوعی به منظور کمک به انحلال و تحرک پذیری نفت و همچنین استفاده از پلیمر جهت کمک به فرایند تزریق آب (water-flooding) و تحت تاثیر قرار دادن ویسکوزیته و ضریب عملکرد جاروبی آن می شوند. در تزریق پلیمر، ویسکوزیته ظاهری آب افزایش و تراوایی نسبی آن کاهش می یابد. پس به منظور جمع بندی کلی می توان گفت در زیرگروه مکانیزم های شیمیایی در (EOR) استفاده از مواد گوناگونی به چشم می خورد که چند مورد از آن ها به شرح زیر عمل می کنند:

سورفکتانت ها (Surfactant flooding): با افزایش نسبت تحرک پذیری (Mobility Ratio) از طریق کاهش کشش بین سطحی (□□□) آب و نفت به ازدیاد برداشت نفت کمک می کنند.

پلیمرها (Polymer flooding): با افزایش ویسکوزیته آب تزریقی و بهبود عملکرد جاروبی نفت به ازدیاد برداشت آن کمک می کنند.

امولسیون ها (Emulsification): با ایجاد خاصیت آب دوست و نفت دوست در سیال جابجا کننده به ازدیاد برداشت نفت کمک می کنند.

ترکیب موارد ذکر شده به طرز چشم گیری بر میزان ضریب بازیافت نفت اثر گذار می باشد اما با همه اینها برخی مشکلات فنی به وجود آمده که کارایی این تکنیک ها را زیر سوال می برد.

۱. جریان سیال از داخل یک محیط متخلخل تحت تاثیر عوامل متعددی است، عواملی چون گرانروی (viscosity)، جاذبه (gravity) و نیروهای موئینه (capillary forces). تولید و بازیافت ضعیف نفت از چاه های تولیدی می تواند ناشی از چندین عامل باشد. تراوایی کم بعضی از مخازن یا ویسکوزیته بالای نفت از فاکتور های اصلی در تحرک پذیری کم نفت می باشند. کشش میان سطحی زیاد بین دو سیال آب و نفت نیز می تواند ازدیاد نیروهای موئینه را در پی داشته باشد که نتیجه آن باقی ماندن و گیر کردن نفت در سنگ مخزن است. برای درک بهتر این موضوع می توان از رابطه تحرک پذیری (eq. ۱) استفاده کرد:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_{rw}/\mu_w}{k_{ro}/\mu_o} \qquad eq.$$

دو متغیر مهم که می توانند تاثیر مستقیم بر فرایند ازدیاد برداشت داشته باشند و می توان مقدارشان را با افزودن مواد شیمیایی و ذرات مختلف دست خوش تغییر کرد عبارتند از عدد موئینه (Capillary Number / Nc) و نسبت تحرک پذیری (Mobility Ratio / MR). عدد موئینه از طریق رابطه (eq. ۲) بدست می آید:

$$N_C = \frac{viscose\ force}{capillary\ force} = \frac{\mu \times v}{\sigma \times \cos\theta} \qquad eq.2$$

که در این رابطه v سرعت دارسی، μ ویسکوزیته سیال جابجا کننده (آب)، □ کشش میان سطحی (IFT) بین آب و نفت می باشد. همانطور که قبل تر گفته شد کاهش کشش میان سطحی (IFT) سبب افزایش Capillary Number می شود و نفت بیشتری از فضاهای متخلخل جارو می شود. نسبت تحرک پذیری همانطور که در رابطه (eq. ۱) نمایش داده شد، تابعی از تراوایی نسبی سیال جابجا کننده (آب) و نفت داخل فضای متخلخل و ویسکوزیته نفت و سیال جابجا کننده (آب) می باشد. به منظور جابجایی نفت به کمک سیال جابجا کننده می بایست نسبت تحرک پذیری کوچک تر از عدد ۱ باشد. این حالت می تواند از طریق افزایش ویسکوزیته سیال جابجا کننده نسبت به نفت بدست آید

تکنولوژی نانو راهکار های منحصر به فردی را برای مسائل و مشکلات امروزی ارائه کرده است به طور مثال در صنعت نفت تکنولوژی نانو و به خصوص ذرات نانو، پتانسیل این را در خود دارا می باشند که مکانیزم ها و پروسه ازدیاد برداشت را بهبود دهند. هنگامی که ذرات نانو به محیط متخلخل تزریق می شوند، چهار پدیده رخ می دهد که عبارتند از: جذب، دفع، مسدود شدگی و مهاجرت با سیال در حال حرکت. هنگامی که نیروی بین ذرات نانو و دیواره فضای متخلخل (pore) جاذب یکدیگر باشند، نتیجه آن جذب ذرات نانو توسط pore ها خواهد بود. در غیر اینصورت دفع ذرات نانو توسط دیواره pore ها به دلیل نیروی دافعه رخ خواهد داد. تعادل دینامیکی جذب و دفع توسط نوع نیروهای بین ذرات نانو و دیواره pore ها کنترل می شود. مسدود شدگی (Blocking) پدیده ای است که زمانی رخ می دهد که قطر ذرات نانو بزرگ تر از قطر گلوگاه های فضای متخلخل باشد، یا هنگامی که چندین ذره نانو با قطر کمتر از قطر فضای متخلخل در یک گلوگاه متمرکز شده و مانع جریان یافتن سیال شوند. شکل زیر (Fig. ۲) نمایی از پدیده Blocking را نمایش می دهد.

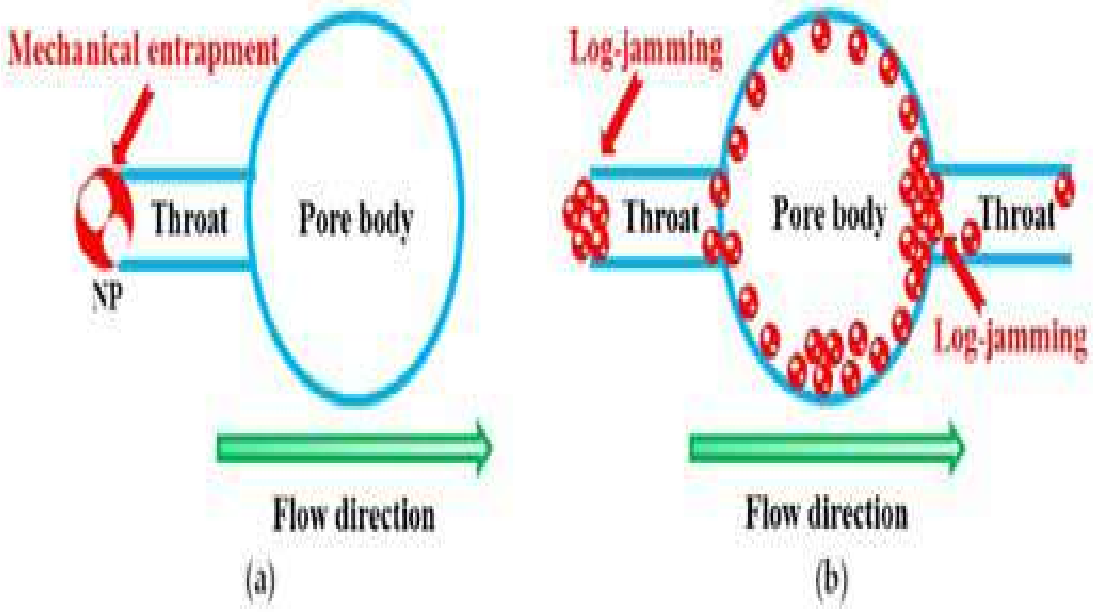


Fig. 2 رخ دادن پدیده Blocking در گلوگاه ها

منابع:

۱.Claire Albert, Mohamed Beladjine, Nicolas Tsapis, Elias Fattal, Florence Agnely, et al.. Pickering emulsions : Preparation processes, key parameters governing their properties and potential For pharmaceutical applications . Journal of Controlled Release, Elsevier, ,۲۰۱۹ ۳۰۹, pp.۳۳۲/۱۰/۱۰۱۶-۳۰۲ / j.jconrel. ۲۰۱۹/۰۷/۰۰۳. .hal-۰۲۳۳۰۲۸۱.

۲.Narendra Kumar, Tushar Gaur, Ajay Mandal, Characterization of SPN Pickering emulsions for application in enhanced oil recovery, Department of Petroleum Engineering, IIT (ISM), Dhanbad ۸۲۶۰۰۴, India, doi: ۱۰/۱۰۱۶/j. jiec.۲۰۱۷/۰۶/۰۰۵

۳.Alimorad Rashidi, Ali Reza Solaimany Nazar, Hamide Radnia, Application of Nanoparticles for Chemical Enhanced Oil Recovery, Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology, Vol. ۲۰۱۸) ۷), No. ۱, pp. ۱۹-۰۱

۴.Xiaofei Sun *, Yanyu Zhang, Guangpeng Chen and Zhiyong Gai, Application of Nanoparticles in Enhanced Oil Recovery: A Critical Review of Recent Progress, College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao ۲۶۶۵۸۰, China, doi: ۱۰/۳۳۹۰/en۱۰۰۳۰۳۴۵

۵.Ki Youl Yoon, Han Am Son, Sang Koo Choi, Jin Woong Kim, Wonmo Sung, and Hyun Tae Kim, Core Flooding of Complex Nanoscale Colloidal Dispersions for Enhanced Oil Recovery by In-Situ Formation of Stable Oil-in-Water Pickering Emulsions, Energy & Fuels is published by the American Chemical Society. ۱۱۵۵ Sixteenth Street N.W., Washington, DC ۲۰۰۳۶, doi: ۱۰/۱۰۲۱/acs. energyfuels.۵b۰۲۸۰۶

برنامه های آتی و چشم اندازهای شاخه دانشجویی

واحد علوم و تحقیقات

*تداوم برگزاری کارگاه های تخصصی و آموزشی
برگزاری نشست های علمی مشترک با سایر دانشگاه ها

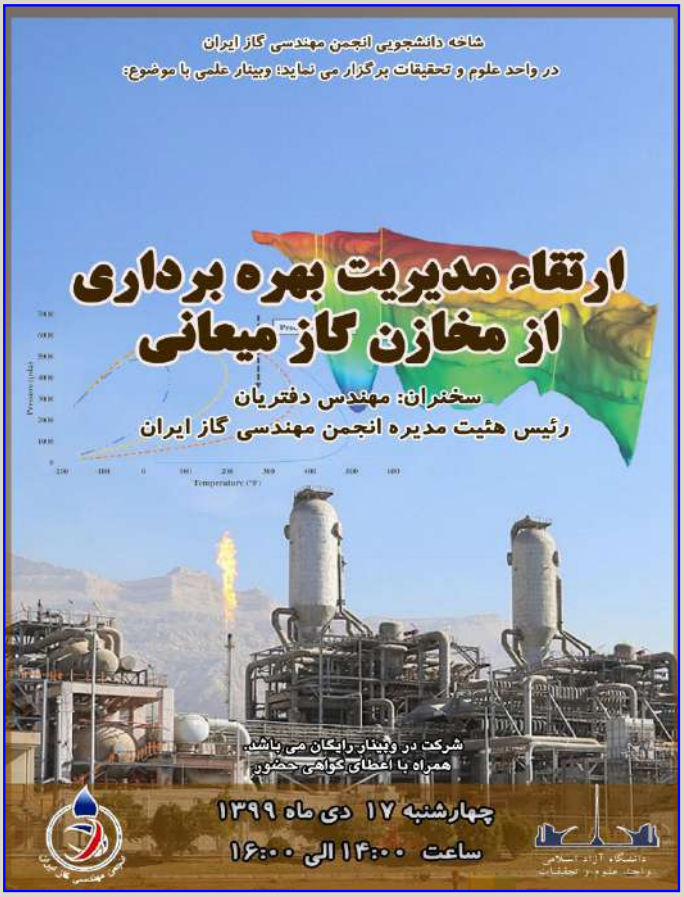
*عضویت تعداد بیشتری از دانشجویان و اساتید در انجمن

*تقویت و انسجام نشریه صنعت برتر جهت انتشار مطالب برگزیده

*آموزش نیروی انسانی متخصص جهت استفاده در صنایع

*برگزاری بازدید های علمی

*ارتباط و مشارکت هرچه بیشتر دانشجویان در پیشبرد اهداف انجمن و دانشگاه



آخرین وبینار برگزار شده در واحد علوم و تحقیقات

آب را گل نکنیم

در فرودست انگار کفتری می خورد آب

یا که در بیشه ای دور سیره ای پر می شوید

یاد آبادی گوزه ای پر می گردد...

"سهراب سپهری"

www.simag.ir
info@simag.ir

نشریه دانشجویی صنعت برتر