

# بررسی انواع روشهای فرازآوری مصنوعی جهت افزایش راندمان تولید از چاه ها

پیمان عزت یار، مدیریت برنامه ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران؛ [ezzatyar@gmail.com](mailto:ezzatyar@gmail.com)

## چکیده

پیشرفت روزافزون و پرشتاب صنایع و محدود بودن ذخایر نفت و گاز و نیز غنی بودن کشور ایران از این ذخایر که منبع اصلی درآمد و ارزآوری برای آن محسوب می گردد موجب شده است که لزوم استفاده بهینه از این منابع جدی تر به نظر برسد. از این رو با استفاده از روشهای علمی و جدید می بایست تسهیلاتی فراهم آید تا در طی عمر مفید یک مخزن نفتی تولید بیشتر و بهینه گردیده که این امر منجر به افزایش بهره دهی چاه ها نیز خواهد گردید. فرازآوری مصنوعی<sup>1</sup> یکی از روشهایی است که در بهبود تولید از چاه ها نقش اساسی ایفا می کند. در این مقاله سعی گردیده است مفاهیم و روشهای فرازآوری مصنوعی تشریح و مورد ارزیابی قرار گیرد.

**کلمات کلیدی:** فرازآوری مصنوعی، تولید بهینه، بهره دهی چاه ها

## مقدمه

بطور کلی نیرویی که باعث راندن نفت از مخازن زیرزمینی به سطح زمین می شود، بوسیله انبساط گاز و فشار آبی که معمولاً همراه نفت در مخازن می باشد، تامین می گردد. وقتی انرژی طبیعی که همراه نفت در مخازن می باشد، برای بالا آوردن آن به سطح زمین کافی نباشد و نتواند حجم کافی نفت را به سطح زمین بیاورد، باید این انرژی توسط یکی از روش های مصنوعی تقویت گردد. در حقیقت فرازآوری مصنوعی روشی برای افزایش طول عمر تولید چاه می باشد و بعنوان یکی از روشهای ازدیاد برداشت فشار حداقل لازم در ته چاه جهت تولید را کاهش داده و بدین وسیله موجب افزایش میزان برداشت از مخزن می گردد. انتخاب صحیح روش فرازآوری مصنوعی برای بهره دهی بلند مدت اغلب چاه های تزریقی از اهمیت شایانی برخوردار است و انتخاب نامناسب می تواند منجر به کاهش تولید و افزایش هزینه های عملیاتی گردد. انتخاب روش صحیح

---

<sup>1</sup>Artificial Lift

فرازآوری مصنوعی بر اساس پارامترهای موثر در تولید، با توجه به شرایط مخزن، محدودیت های چاه ها، خواص سیال تولید و شرایط عملیاتی می بایست انجام پذیرد.

## ۱- معرفی روشهای بهبود تولید

انرژی مخزن در اثر فرایند تولید به تدریج کاهش یافته و معمولا مکانیزم های تولید طبیعی قابلیت بازیافت قسمت عمده هیدروکربن های موجود در مخازن را دارا نمی باشند. در طول سالیان اخیر نیاز به استفاده از روشهای بهبود تولید که اغلب در مخازن بلوغ یافته و تخلیه شده استفاده می شوند، افزایش یافته است.

روش های بهبود تولید به سه دسته کلی شامل روش های مخزن محور، تاسیسات محور و چاه-محور تقسیم بندی می شوند. این روش ها به لحاظ مدت زمان اجرا برای دستیابی به تولید بیشتر از میادین نفتی، به ترتیب به عنوان روش های بلندمدت (۳ تا ۵ سال)، میان مدت (۲ تا ۳ سال) و کوتاه مدت (۶ ماه تا یکسال) شناخته می شوند. همچنین هزینه اجرای این روش ها با یکدیگر متفاوت بوده به نحوی که روش های مخزن محور به عنوان پرهزینه ترین و روش های چاه محور به عنوان کم هزینه ترین روش بهبود تولید شناخته می شوند. در جدول ۱- دسته بندی این روش ها نشان داده شده است.

یکی از موضوعات بسیار مهم در بخش مدیریت مخزن تشخیص گلوگاه های تولیدی و اولویت بندی ترتیب استفاده از روشهای بهبود بازیافت نفت براساس پارامترهای فنی/ اقتصادی در هر مخزن می باشد که این بررسی ها معمولا در قالب مطالعات مخازن صورت می گیرد. باید توجه داشت همیشه افزایش دبی تولیدی از مخزن لزوما در گرو استفاده از روشهای مخزن محور نمی باشد بلکه روشهای چاه محور و تاسیسات محور نیز می توانند موجب افزایش دبی تولیدی گردند.

## جدول ۱- چارچوب زمانی روش‌های بهبود بازیافت تولید IOR

مخزن محور	تاسیسات محور	چاه محور	زمان اجرا
تزریق امتزاجی/ غیر امتزاجی گاز تزریق آب سیلاب‌زنی با مواد شیمیایی مخزن هوشمند			بلند مدت (۳-۵ سال)
	بهینم سازی واحدهای بهره‌برداری، تفکیک‌گرها، نمک‌زدایی و ... استفاده از تجهیزات تولیدی زیر سطح دریا		میان مدت (۲-۳ سال)
		تکنولوژی حفاری تکنولوژی تکمیل چاه فراز آوری مصنوعی تزریق مواد شیمیایی	کوتاه مدت (۶ ماه تا ۱ سال)

### ۱-۱ روش‌های مخزن محور

در این روش‌ها که به‌طور عمده روش‌های ازدیاد برداشت و همچنین حفظ فشار مخزن از طریق تزریق آب و گاز را شامل می‌شود، هدف مورد نظر خود مخزن بوده و در آنها تلاش می‌گردد تا حرکت نفت از گستره مخزن تا پایین چاه تولیدی تقویت و میزان نفت باقی‌مانده در مخزن کاهش یابد. این امر در روش‌های ازدیاد برداشت از طریق بهبود مشخصه‌های جابه‌جایی نفت در مقیاس حفره و یا در گستره و عمق مخزن تحقق می‌یابد.

در روش‌های افزایش برداشت، افزایش تولید به دلیل تغییر در ویسکوزیته آب و نفت، تغییر در کشش سطحی بین فازها در محیط متخلخل و یا تغییر اشباع آب و نفت در محیط و به تبع آن تراوایی نسبی فازها صورت می‌گیرد. از جمله روش‌های ازدیاد برداشت می‌توان به سیلاب‌زنی آب، تزریق امتزاجی و غیر امتزاجی گاز، روش‌های بازیافت حرارتی (تزریق بخار، احتراق درجا و تزریق آب داغ)، ازدیاد برداشت میکروبی، روش‌های شیمیایی (تزریق پلیمر، مواد فعال‌کننده سطحی و آلکالین) و ... اشاره کرد.

### ۱-۲ روش‌های تاسیسات محور

در این دسته از روش‌های بهبود تولید، هدف ارتقای عملکرد تاسیسات سطح‌الارضی جهت انتقال و فرآورش نفت خام می‌باشد که تحت عنوان روش‌های بهبود تاسیسات محور شناخته می‌شوند که در آن با بکارگیری تکنولوژی‌های نوین، ضمن افزایش توان انتقال و فرآورش نفت

تولیدی، کیفیت نفت خام نیز بهبود یافته و محدودیتهایی که به واسطه کمبود ظرفیت موجب کاهش تولید از مخزن می‌گردند نیز رفع می‌گردد.

## ۱-۳ روشهای چاه محور

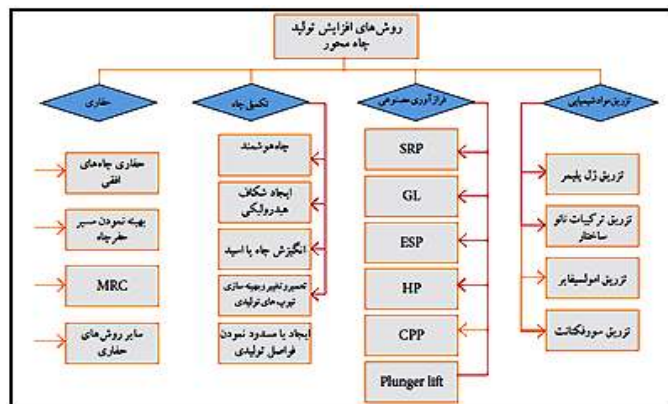
روشهای چاه محور به روشهایی اطلاق می‌شود که در آن بهبود تولید از طریق برطرف کردن مشکلات و بهینه‌سازی مسایل مربوط به چاه صورت می‌پذیرد. تولید آب و گاز اضافی، تولید رسوبات معدنی، رسوب آسفالتین، تولید شن و ... از جمله مهم‌ترین مشکلات مربوط به چاه می‌باشند که قابلیت حل مشکل به کمک روشهای چاه‌محور وجود دارد.

در جدول-۲ نتایج مطالعه ای که در سال ۲۰۱۰ در بیش از ۸۰ میدان و حدود ۴۰۰ مخزن نفتی در آبهای عمیق (بیش از ۱۰۰۰ فوت) و خیلی عمیق (بیش از ۵۰۰۰ فوت) در خلیج مکزیک در خصوص روش مناسب بهبود بازیافت تولید صورت پذیرفته است، ارائه شده است. نتایج نشان می‌دهد که میزان افزایش ضریب بازیافت تولید حاصل از به‌کارگیری روشهای چاه‌محور در حد قابل قبولی (بین ۲ تا ۱۵ درصد) می‌باشد.

جدول-۲: نتایج ضریب بازیافت در به کارگیری روشهای مختلف IOR

Technical IOR Recovery Factor for Paleogene Fields				
Process Number	IOR Category	IOR Process	Technical IOR Recovery Factor	
			Low	High
1	WATER INJECTION	Conventional Water Injection	2.0%	22.0%
2		Seafloor Water Injection	2.0%	15.0%
3	WATER-BASED EOR	Low Salinity Water Injection	3.0%	7.0%
4	GAS INJECTION	Conventional Hydrocarbon Gas Injection	3.0%	8.0%
5	GAS-BASED EOR	Nitrogen Injection	3.0%	12.0%
6	DIVERTING AGENTS	MEOR Water Injection Diverters	3.0%	7.5%
7	PUMPING and ARTIFICIAL LIFT	Subsea Multi-phase Pumping	5.0%	10.0%
8		In-well ESP	3.0%	15.0%
9	WELL TECHNOLOGY	Hydraulic Fracturing	5.0%	10.0%
10		Deviated / Horizontal Wells	2.0%	5.0%

روش‌های افزایش تولید چاه‌محور در چهار دسته تزریق مواد شیمیایی، تکمیل چاه، تکنولوژی حفاری و فراآوری مصنوعی دسته‌بندی می‌شوند که زیر مجموعه هر کدام در شکل ۱- نشان داده شده است.



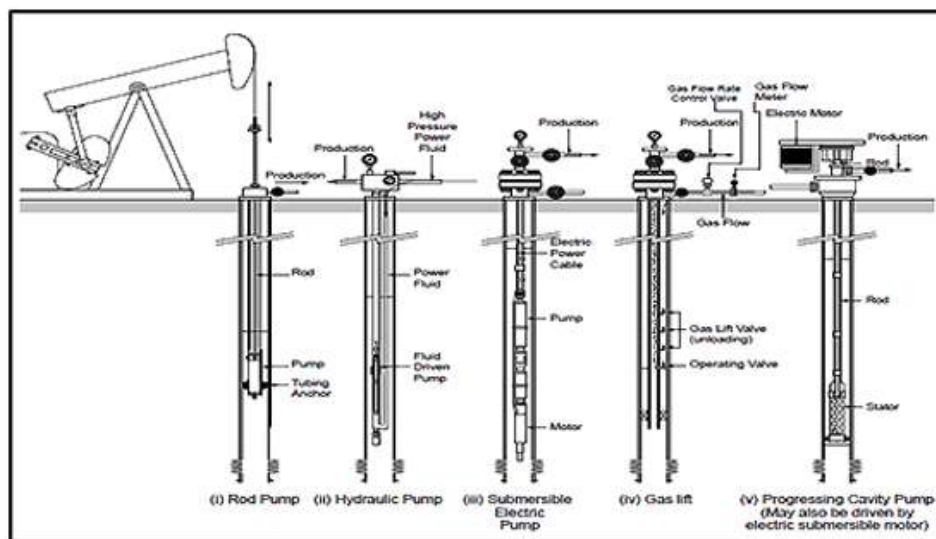
شکل ۱- روش‌های افزایش تولید چاه محور

## ۲- انواع روش‌های فراآوری مصنوعی

تولید از چاه نفتی به معنای انتقال سیال در حال جریان از سازند به دهانه چاه و در نهایت سطح زمین می‌باشد که به منظور جریان یافتن سیال تولیدی در تاسیسات سطح‌الارضی، نیاز می‌باشد سیال دارای دبی مطلوب و فشار موثر در سطح زمین باشد. برخی از مخازن نفتی توانایی انتقال سیال در دبی و فشار سرچاهی مطلوب را برای تاسیسات سطح‌الارضی دارا می‌باشند. به این روش تولید تخلیه طبیعی گفته می‌شود یعنی مخزن به دلیل فشار بالا و یا منابع تامین کننده فشار قوی (آب و گاز) قابلیت تولید طبیعی را در بخشی از دوره تولید از مخزن را دارا می‌باشد.

در ابتدای تولید از یک چاه معمولاً هیدروکربن‌ها به صورت طبیعی به سطح زمین جریان می‌یابند ولی در طول زمان و با تولید از مخزن و به دلیل افت فشار مخزن، افزایش درصد آب تولیدی و همچنین کاهش درصد گاز تولیدی می‌تواند موجب کاهش و حتی توقف تولید از مخزن و چاه شود. روش غلبه بر این مشکل بکارگیری یکی از روش‌های فراآوری مصنوعی می‌باشد که انرژی لازم را برای سیال تولیدی از چاه تامین می‌کند. روش‌های فراآوری مصنوعی برای چاه‌هایی که به صورت طبیعی انرژی لازم را برای رساندن سیال به سر چاه ندارند و یا این انرژی به اندازه کافی

جهت تولید اقتصادی از مخزن فراهم نیست، استفاده می گردد. دو روش متعارف در فرازآوری مصنوعی استفاده از فرازآوری با گاز و پمپ‌های درون چاهی می‌باشد. پمپ‌های درون چاهی انتقال مایع را از ته چاه به سر چاه تقویت و فشار برگشتی در اثر جریان سیالات در داخل لوله مغزی را کم می‌کند. تزریق گاز در رشته تولیدی نسبت گاز به مایع را افزایش داده و فشار ته‌چاهی را کاهش می دهد. روش‌های متداول سیستم فرازآوری مصنوعی در شکل ۲- نشان داده شده است.



شکل ۲- روش های متداول فرازآوری مصنوعی

## ۲-۱ پمپ الکتریکی شناور درون چاهی

یکی از پیشرفته ترین و پرکاربرد ترین انواع پمپ های درون چاهی، پمپ الکتریکی شناور<sup>۱</sup> می‌باشد. بدلیل اثبات قابلیت های منحصر به فرد این پمپ ها در فرازآوری نفت از اعماق بالا و با دبی های تولیدی بالا، سرمایه گذاری بر روی این روش فرازآوری مصنوعی در دنیا روز به روز افزایش یافته و آن را به یکی از متداول ترین روش‌های فرازآوری مصنوعی بدل نموده است به طوری که در سال ۲۰۰۹ بیش از ۵۸ درصد از سهم سرمایه‌گذاری شرکت های نفتی دنیا بر روی پمپ های الکتریکی شناور انجام گردیده است.

<sup>1</sup>Electrical Submersible Pump

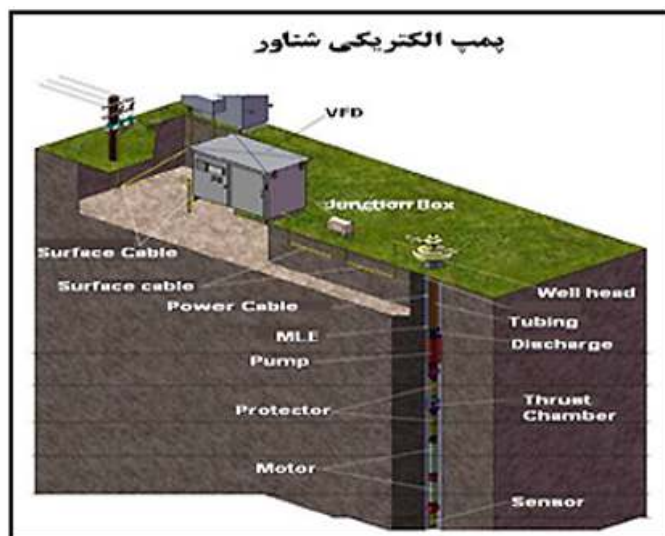
شکل ۳- شمای کلی تجهیزات سامانه پمپ الکتریکی شناور را نمایش می‌دهد. یک سامانه پمپ الکتریکی شناور متشکل از یک رشته تکمیلی مجهز به موتور الکتریکی ، محافظ یا نشت-بند<sup>۱</sup>، ورودی یا تفکیک‌گر گاز<sup>۲</sup>، پمپ گریز از مرکز چند مرحله‌ای<sup>۳</sup> و برخی تجهیزات مکمل مانند توپک، شیر تخلیه، شیر یک‌طرفه، شیر ایمنی درون چاهی می‌باشد که به‌همراه یک کابل الکتریکی بلند بدرون چاه رانده می‌شود. همچنین جهت تأمین و کنترل انرژی الکتریکی مورد نیاز موتور مجموعه‌ای از تجهیزات الکتریکی سطح الارضی مانند تابلو کنترل کننده موتور<sup>۴</sup>، جعبه اتصال<sup>۵</sup>، مبدل ولتاژ<sup>۶</sup> و در صورت نیاز تغییر دهنده فرکانس<sup>۷</sup> و ژنراتور بر روی سطح نصب می‌گردد.

تفاوت عمده این پمپ‌ها با سایر پمپ‌های درون چاهی مکانیزم دینامیکی پمپ و غوطه‌ور بودن موتور الکتریکی درون چاه می‌باشد. نصب موتور پمپ الکتریکی شناور درون چاه قابلیت‌های منحصر به فردی مانند امکان نصب در زوایای انحراف بالا، امکان نصب در اعماق بالا بدون محدود شدن دبی تولیدی، امکان به‌کارگیری تفکیک‌گر گاز گریز از مرکز، امکان انجام عملیات درون چاهی از طریق قطعه کنارگذر و ... را برای این سیستم فراآوری مصنوعی به ارمغان آورده است. لیکن در کنار این مزایا راندن موتور الکتریکی به درون چاه باعث ایجاد محدودیت‌هایی از جمله: محدودیت حداکثر دمای کارکرد موتور، احتمال سوختن موتور در اثر نوسانات برق، سوختن موتور در اثر داغ شدن بیش از حد، محدودیت تعداد دفعات خاموش و روشن شدن موتور و احتمال آسیب به کابل و ... شده است. آسیب دیدن موتور در اثر نوسانات برق یا خاموش و روشن شدن مکرر از مهم‌ترین دلایل خرابی پمپ‌های الکتریکی شناور می‌باشد.

لذا بایستی با تأمین برق پایدار و تثبیت شرایط تولید چاه، از خاموش شدن‌های غیرمترقبه و غیرضروری پمپ جلوگیری به عمل آورد.

---

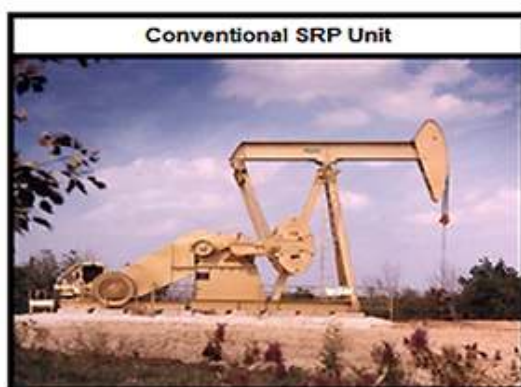
<sup>1</sup>Protector or Seal Section  
<sup>2</sup>Intake or Gas Separator  
<sup>3</sup>Multi Stage Centrifugal Pump  
<sup>4</sup>Switch Board  
<sup>5</sup>Junction Box  
<sup>6</sup>Transformer  
<sup>7</sup>VFD/VFG



شکل-۳: شمای کلی یک چاه مجهز به پمپ الکتریکی شناور

## ۲-۲ پمپ های میله ای مکشی

ابداع پمپ میله‌ای مکشی<sup>۱</sup> برای چاه‌های نفتی به سال‌های پیش از ۱۸۶۴ میلادی بازمی‌گردد. این پمپها قدیمی‌ترین نوع پمپ‌های درون چاهی می‌باشند. در حال حاضر بیش از ۸۰ درصد چاه‌های نیازمند فراآوری مصنوعی در دنیا مجهز به پمپ میله‌ای مکشی می‌باشند. به عبارت دیگر در حدود ۷۵۰۰۰۰ پمپ میله‌ای مکشی در دنیا وجود دارد که در حدود نیمی از آنها مربوط به چاه‌های با دبی تولیدی کمتر از ۱۰ بشکه در روز نصب شده در آمریکا می‌باشد.



شکل-۳: پمپ میله ای مکشی از نوع کله اسبی

<sup>1</sup>Sucker Rod Pumps



سامانه کله اسبی که قدیمی‌ترین و رایج‌ترین شکل این سامانه‌ها می‌باشد معمولاً برای چاه‌های کم عمق و تولید پایین مورد استفاده قرار می‌گیرد. اما سامانه‌های نسل سوم تسمه عمودی امکان افزایش طول کورس تلمبه<sup>۱</sup> و افزایش تولید در چاه‌های عمیق‌تر را با مصرف انرژی بسیار کمتر فراهم می‌کنند. تجهیزات درون چاهی انواع مختلف پمپ‌های میله‌ای مکشی ارتباطی به نوع واحد پمپ‌زنی (سنتی یا نسل سوم) ندارد و تفاوت آن‌ها تنها در نوع تجهیزات سطح الارضی به‌ویژه واحد پمپ‌زنی می‌باشد. یکی از محدودیت‌های عمده تلمبه‌های میله‌ای مکشی انتقال مکانیکی قدرت از واحد تلمبه‌زنی به پمپ از طریق میله‌های مکشی بلند می‌باشد. محدودیت مقاومت کششی<sup>۲</sup> این میله‌ها موجب ایجاد محدودیت‌های ساختاری در حداکثر عمق نصب و حداکثر سرعت تلمبه‌زنی می‌شود. به‌طور کلی این محدودیت‌ها موجب می‌شود کارایی این پمپ‌ها برای چاه‌های عمیق و با پتانسیل تولیدی بالا کاهش یابد. با این وجود این پمپ‌ها ایده‌آل‌ترین روش تولید برای چاه‌های کم عمق با دبی تولیدی پایین می‌باشند و به‌همین دلیل بیش از ۸۵ درصد از چاه‌های تحت فراآوری مصنوعی در آمریکا به پمپ‌های میله‌ای مکشی مجهز گردیده‌اند.

## ۲-۳ پمپ‌های خلاء پیشرو

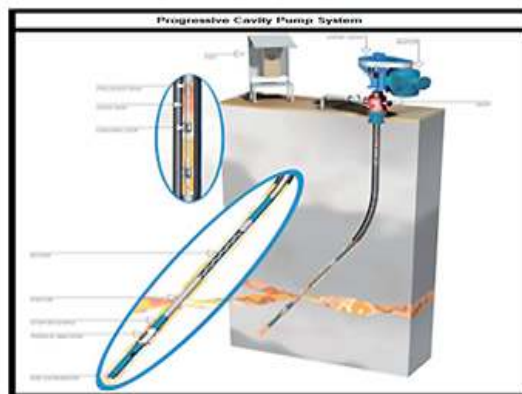
پمپ خلاء پیشرو<sup>۳</sup> یکی دیگر از انواع پمپ‌های جابجایی مثبت می‌باشد. این پمپ‌ها مناسب‌ترین روش فراآوری مصنوعی برای نفت فوق سنگین و غلیظ و یا نفت‌های ماسه‌ای می‌باشد. در این پمپ‌ها موتور الکتریکی در سطح و بر روی تاج چاه قرار گرفته و حرکت دورانی شافت موتور از طریق میله صیقلی به میله - های درون چاه و از آن طریق به روتور پمپ منتقل می‌گردد. روتور یک میله صیقلی مارپیچ با طراحی هندسی ویژه می‌باشد که درون استاتور به دوران در می‌آید. فضای داخلی استاتور از جنس الاستومری یا فلزی می‌باشد. طراحی هندسی فضای داخلی استاتور به‌گونه‌ای متقارن و هماهنگ با روتور طراحی گردیده است. به‌گونه‌ای که زمانی که روتور درون استاتور به گردش در می‌آید فضاهای کپسولی شکل می‌گیرد که با هر بار گردش روتور درون آن کاملاً تخلیه گردیده و خلا ایجاد می‌شود که موجب مکش سیال از مراحل پایین‌تر به بالاتر

<sup>۱</sup>Long Stroke Sucker Rod Pumps

<sup>۲</sup>Tensile Strength

<sup>۳</sup>Progressive Cavity Pump

می‌گردد. هر مرحله از پمپ معادل طولی از استاتور می‌باشد که بتواند معادل ۱۰۰ پام فشار افزایشی یا معادل ۲۳۱ فوت آب سرپاره ایجاد نماید. بنابراین شکل هندسی روتور به شکلی طراحی می‌گردد که هر یک و نیم پیچ استاتور معادل یک مرحله پمپ باشد. پیچ استاتور طول مشخصی از استاتور می‌باشد که معادل دو سوم یک مرحله از پمپ می‌باشد. بازده حجمی پمپ خلاء پیشرو تابع سه عامل: میزان فیت بودن روتور درون استاتور، گرانیوی سیال و تعداد مراحل پمپ می‌باشد. با افزایش تعداد مراحل پمپ علاوه بر میزان فشار افزایشی پمپ بازده پمپ نیز افزایش می‌یابد. دلیل تاثیر مثبت گرانیوی سیال بر بازدهی پمپ نیز کاهش نشت سیال از مراحل بالاتر به مراحل پایین‌تر در اثر مقاومت نیروهای ویسکوز در مقابل نیروی هیدروستاتیک وارده می‌باشد.



شکل-۴: شمای کلی سامانه پمپ خلا پیشرو

## ۲-۴ پمپ‌های هیدرولیکی درون چاهی

در پمپ‌های هیدرولیکی برای انتقال انرژی به سیال ستون چاه، سیال پرفشار که معمولاً آب و یا نفت تولیدی چاه می‌باشد استفاده می‌شود. این سیال اصطلاحاً سیال نیرودهنده<sup>۱</sup> نامیده می‌شود.

پمپ‌های هیدرولیکی دارای دو نوع پیستونی<sup>۲</sup> و جت<sup>۳</sup> می‌باشند. سیال نیرودهنده با فشار بالا (۲۰۰۰ تا ۴۰۰۰ پام) از مسیر لوله مغزی به درون چاه پمپ شده و از طریق پمپ نصب شده در

<sup>۱</sup>Power Fluid

<sup>۲</sup>Hydraulic Piston Pump

<sup>۳</sup>Hydraulic Jet Pump

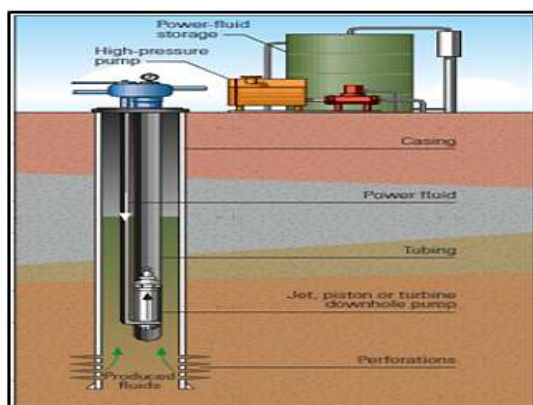
انتهای لوله مغزی انرژی سیال نیرودهنده با مکانیزم جت و یا پمپ پیستونی به سیال ته چاه منتقل گردیده و به سطح رانده می‌شود.

برای فشار افزایشی سیال نیرودهنده معمولاً از پمپ‌های جابجایی مثبت عملکرد چندگانه<sup>۱</sup> استفاده می‌شود. تجهیزات سطح الارضی دو نوع پمپ تفاوتی باهم ندارند و تفاوت اصلی در رشته تکمیلی و نوع پمپ نصب شده بر روی آن می‌باشد. شمای کلی یک چاه مجهز به سامانه پمپ هیدرولیکی در شکل ۵- نمایش داده شده است. پمپ‌های هیدرولیکی قابلیت نصب و بازیابی به-روش هیدرولیکی را دارند که موجب کاهش هزینه‌های عملیاتی تعمیر و تعویض پمپ می‌گردد. استفاده از سیال پرفشار به جای هزاران متر میله فولادی در چاه مزیت امکان تزریق مواد شیمیایی و ضد خوردگی به چاه به‌همراه سیال نیرودهنده را فراهم می‌نماید. همچنین برای تولید از چاه‌های نفت سنگین می‌توان سیال پرفشار را حرارت داد تا پس از اختلاط با سیال ته چاه موجب کاهش گرانی سیال و افزایش تولید گردد. این پمپ‌ها در چاه‌های انحرافی با زاویه بالا که اغلب روش-های دیگر فراآوری با مشکل مواجه هستند، قابل نصب هستند. دبی تولیدی پمپ در محدوده وسیعی قابل تنظیم است و از این جهت این پمپ‌ها از انعطاف‌پذیری بالایی برخوردار هستند.

پمپ‌های هیدرولیکی به‌طور کلی روش پرهزینه‌ای برای فراآوری مصنوعی به‌حساب می‌آید و به‌همین دلیل معمولاً زمانی این روش فراآوری مصنوعی بررسی می‌شود که به‌کارگیری روش‌های دیگر امکان‌پذیر یا به صرفه نباشد که شامل چاه‌هایی که در مناطق دوردست و صعب‌العبور بوده و جابجایی دکل به این مناطق هزینه بالایی دارد و یا چاه‌های عمیق با زاویه انحراف بالا و فشار ته چاهی پایین می‌باشد.

---

<sup>۱</sup>Multiplex Positive Displacement Pump



شکل-۵: شمای کلی یک چاه مجهز به پمپ هیدرولیکی

## نتیجه گیری:

بطور کلی هریک از روش‌های فرازآوری مصنوعی دارای مزایا و محدودیت‌های خاص خود می‌باشد. انتخاب هر یک از این روشها می‌بایست بر اساس شرایط چاه و مخزن و همچنین امکانات عملیاتی صورت پذیرد. بدیهی است که انتخاب نامناسب هر یک از این روشها نه تنها کمکی به بهبود تولید از چاه‌ها نخواهد نمود بلکه زیانبار نیز می‌باشد از این رو انتخاب یک روش بهینه فرازآوری مصنوعی در جهت بهبود تولید از میدان قابل توجه خواهد بود. همچنین با افزایش روز افزون تقاضای به‌کارگیری فرازآوری مصنوعی تلفیق روش‌های فرازآوری مصنوعی با هدف افزایش قدرت و کارایی سامانه فرازآوری مصنوعی و رفع محدودیت‌های یک روش نیز توصیه می‌گردد.

روشهای ابداعی جدید فرازآوری مصنوعی که از تلفیق دو روش فرازآوری مصنوعی تشکیل شده باشد روش هیبریدی فرازآوری مصنوعی نامگذاری گردیده است. در حال حاضر درصد بسیار کمی از چاه‌های فرازآوری مصنوعی در دنیا به این روش‌های فرازآوری مصنوعی تجهیز شده‌اند اما با توجه به پیشرفت روزافزون علم و تکنولوژی و توسعه این روش‌ها می‌توان پیش‌بینی کرد که در آینده درصد بیشتری از چاه‌های نفتی به این روشهای فرازآوری مصنوعی مجهز خواهند شد.

- 1- "Production Technology: Selection of Artificial Lift Types", Department of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University
- 2- "Petroleum production engineering, a computer-assisted approach", G. Boyun, W.C. Lyons, and A. Ghalambor, Gulf Professional Publishing, 2011.
- 3- "Production and Down hole completion Engineering", Heriot-Watt University
- 4- "Well Performance", M. Golan and C.H. Whitson, Second Edition, 1991.
- 5- [www.akersolutions.com/subsea](http://www.akersolutions.com/subsea)