

پوشش‌های سه لایه
پلی اتیلنی، راهکاری
جدید در حل معضلات
لوله‌های فولادی

Swatex برند ایرانی Swell Packer



کاربرد جدید
Swell Packer
ساخت داخل
در میدان نفتی آذر

WWW.TOMEX-CO.COM

نقد فنی قراردادهای IPC

گفتگوی چشم انداز نفت با مهندس احمد حیات غیبی
مدیر عامل شرکت نفت، گاز و انرژی کیسون

بررسی سیاست‌ها
و قوانین موثر بر سهم ساخت
داخل در صنعت نفت ایران

بومی سازی تجهیزات
قابل انعطاف کنترل شن
از چاه (E.S.S)

پیشنهادهای شانزده گانه
برای تسهیل موانع قراردادهای
شرکت‌های اکتشاف و تولید



آرمان فرآیند کنترل

- بیش از ۲۲ سال سابقه موثر در تولید تجهیزات صنعت نفت و گاز
- عضو انجمن سازندگان تجهیزات نفت و گاز و پتروشیمی خوزستان
- اولین سازنده کنترل پنل سرچاهی و خطوط لوله در استان خوزستان
- دارای گواهینامه کیفیت BS EN ISO 9001:2008 و گواهینامه HSE
- دارای پروانه بهره برداری با ظرفیت تولید سالانه ۲۶۰ دستگاه کنترل پنل سرچاهی
- ارائه دهنده خدمات تأمین، ساخت، نصب و راه اندازی و نگهداشت دوره ای کنترل پنل سرچاهی (نیوماتیک و برقی)

تولیدات شامل:

تأمین کننده انواع تجهیزات ابزار دقیق شامل:

- | | |
|--|---|
| • انواع کنترل پنل های سرچاهی | • رکورد (ثبت کننده ها) نیوماتیک و الکترونیک |
| • خطوط لوله و تاسیساتی | • DownHoll |
| • انواع باکس ها و جعبه های برق - | • انواع CASING |
| • ترمینال - رله - ابزار دقیق و حفاظتی. | • انواع GATE VALVE |
| • انواع استرکچرها و سازه های | • کمپرسور هوا اتومایزینگ و قطعات یدکی توربین های گازی جنرال الکتریک (F9, VR492) |
| فلزی | • پره ها و نازل توربین های گازی جنرال الکتریک (F9, VR492) |
| • انواع ادوات ابزار دقیق (طراحی و | • انواع SEAL |
| مهندسی معکوس) | • کنترلرها |
| • کلیه قطعات تکمیلی وسایل و | • نشان دهنده های نیوماتیک و الکترونیک (فشار، دما، حرارت و لیمیتدها) |
| ابزار آلات متقاضی | • سوئیچ های مکانیکی و الکترونیکی |
| • ساخت انواع مخازن معمولی و | • اندازه گیرنده های نیوماتیک و الکترونیک |
| تحت فشار (گل، سیمان، اسید، | • ریگلاتورهای نیوماتیک و هیدرولیک |
| زایلین و...) | • انواع پمپ |
| • ساخت انواع واحدهای سیمانکاری | • کنترل ولوها |
| چاه | • اتصالات |
| • ساخت واحدهای نمودارگیری | • دی پی سل ها |
| وادوات مربوطه | • انواع ادوات برقی، نیوماتیک و هیدرولیک |

پروژه های در دست اجرا:

- ساخت ۷۵ عدد کنترل پنل سرچاهی به همراه ملزومات جهت استفاده در چاههای شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب
- ساخت ۷ دستگاه کنترل پنل سرچاهی به همراه ۷ ست پالت هوا - (Air bottle rack) شرکت توسعه و طراحی نفت
- (ODCC) جهت پروژه آزادگان جنوبی
- ساخت ۳ دستگاه کنترل پنل سرچاهی به همراه ۳ ست پالت هوا - (Air bottle rack) شرکت توسعه صنایع نفت و انرژی
- قشم (OEID) جهت پروژه آزادگان جنوبی

ARMAN FARAYAND CONTROL



پروژه های انجام شده :

- تامین لوازم بدکی مورد نیاز پنل سرچاهی
- تولید و مونتاژ ۲۰ دستگاه پنل برقی جهت حفاری (دریایی)
- تامین و تولید ۸ دستگاه پنل برقی جهت حفاری (پروژه جفیره)
- مشاوره در نصب و راه اندازی پنل سرچاهی منصور آباد (۱۱ و ۱۰)
- نصب و راه اندازی تعداد ۳۳ دستگاه پنل سرچاهی در اطراف اهواز
- ساخت ۱۳ دستگاه پالست هوا جهت شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب
- تامین دستگاه کنترل پنل سرچاهی - جهت پروژه یادآوران شمالی - شرکت نفت و گاز پرشیا
- نصب و راه اندازی تعداد ۶ دستگاه پنل سرچاهی در فاز اول پروژه آزادگان (۱،۳،۵ شمالی و ۲،۴،۶ جنوبی)

آدرس: خوزستان- اهواز- شهرک صنعتی شماره ۱- فاز ۳- واحد ۱۷

Address: No. 173-th Phase - Industrial town 1 - Ahvaz - Khuzestan - Iran

Tell fax: 06134433921 - 06134448848 - 06134449061

Website: www.afc.co.ir

E-mail: info@afc.co.ir armanfarayandcontrol@gmail.com



Industrial Group
FRP, GRE, GRP Pipe, Fitting & Cladding

گروه صنعتی بهشت کویر آریانا (BKA)

برای اولین بار در کشور تولید

و تأیید فنی بهره برداری از لوله کامپوزیت ۱۲۰ بار و دمای طراحی ۸۵ درجه سانتیگراد

• گروه صنعتی بهشت کویر آریانا (BKA) با یک دهه سابقه در امر طراحی، ساخت انواع محصولات کامپوزیتی GRP/ GRE از قبیل لوله، اتصالات، کلدینگ و مخازن کامپوزیتی مورد تأیید و ثبت در لیست بلند دستگاه مرکزی وزارت نفت جمهوری اسلامی ایران با تیم متعهد و متخصص آمادگی همکاری جهت طراحی، تولید، اجرا و نصب محصولات کامپوزیتی لوله، اتصالات و کلدینگ GRP/ GRE شرکت های معظم نفتی، گازی و پتروشیمی را دارد.

- اولین و مجهزترین تولیدکننده و سازنده لوله های کامپوزیتی GRE پرفشار و دما بالا HP/HT تا فشار ۱۲۰ بار و دمای ۸۵ درجه سانتیگراد در صنعت نفت، گاز و پتروشیمی
- امکان استفاده در خطوط انتقال هیدروکربوری و پساب
- مورد تأیید شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب (NISOC)
- مطابق با آخرین ویرایش استانداردهای ISO14692, API15HR
- مقاوم در برابر خوردگی
- مقاومت بالای مکانیکی و ضربه
- مقاوم در برابر آتش



ادرس دفتر مرکزی:

تهران، میدان ونک، خیابان گاندی جنوبی

خیابان نوزدهم، پلاک ۲۳، واحد ۷

تلفن: ۰۲۱۸۸۶۶۱۴۵۷

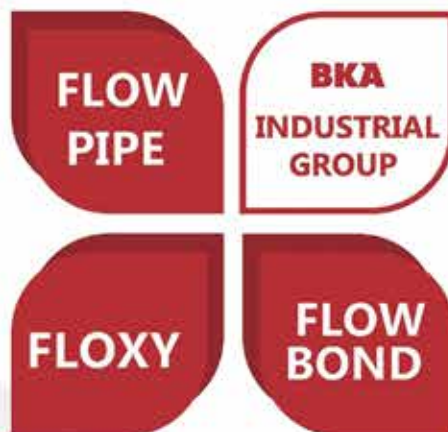
تلفکس: ۰۲۱۸۸۶۶۱۴۸۵

آدرس کارخانه: کیلومتر ۲۵ آزادراه تهران - قزوین

شهرک صنعتی کاسپین، میدان صنعت، صنعت ششم

تلفن: ۰۲۸۳۲۸۴۸۷۷۱ الی ۵

فکس: ۰۲۸۳۲۸۷۸۷۷۲



اولین و پرسابقه ترین تولیدکننده و سازنده پوشش مکانیکی (GRP Jacketing/Cladding) جایگزین پوشش آلومینیومی عایق

• گروه صنعتی بهشت کویر آریانا (BKA) مورد تایید لیست بلند دستگاه مرکزی وزارت نفت ج.ا.و. و همچنین قطر پترولیوم با بیش از ۱۷۰,۰۰۰ متر مربع پروژه GRP کلدینگ موفق انجام شده در خطوط LPG پارس جنوبی طرح های توسعه فاز ۱۳، ۱۹ و بندر خدماتی سیراف پارس آمادگی اجرای کلیه ی خطوط لوله و کلدینگ کامپوزیتی در داخل کشور و همچنین در پروژه های خارجی را بصورت EPC+F دارد.

- مطابق با آخرین ویرایش استاندارد Thermal Insulation GSEPCOR 772
- مقاوم در برابر حرارت و آتش
- مقاومت بالاتر نسبت به پوشش های آلومینیومی
- مقاومت مکانیکی بالا
- مقاوم در برابر خوردگی زیر عایق (CUI)
- حمل و نصب آسان
- مورد تایید شرکت نفت و گاز پارس (POGC)
- امکان استفاده در خطوط LPG، خطوط انتقال نفت و گاز، پایپینگ پالایشگاه و پتروشیمی



Administrative Secratery
Tel: +98-21-88661485 (Ext:101)
Fax: +98-21-88661457 (Ext:102)
Email: tender@bkagr.co
Web: www.bkagr.com

Headquarters Address:
No.23, 19th Street, Gandi Avenue,
Vanak Square, Tehran, Iran.

Factory Address:
Caspian Industrial District, Qazvin, Iran.

کیمیا پودر الوند

با کسب تجربیات و فن‌آوری‌های بروز در زمینه تولید سیالات حفاری و ارتباط مستقیم با دانشگاه‌ها، شرکت ملی نفت ایران، شرکت‌های تابعه و مهندسی مجرب، توانسته است در ردیف شرکت‌های تأمین‌کننده و تولیدکننده افزایش‌های حفاری قرار گیرد. این شرکت با استفاده از آزمایشگاه مجهز و فرمولاسیون‌های جدید امکان تأمین بخش عمده‌ای از افزایش‌های حفاری را دارا است.

محصولات

Kimia Powder Alvand Products

1 OBM FLC	20 SODA ASH
2 NATURAL GUM	21 STARCH (POTATO)
3 MAGNESET	22 STRACH (HT)
4 MAGNESET THINNER	23 WALNUT SHELL
5 MAGNESET RETARDER	24 XC POLYMER
6 PAC LV	25 BIT LUB
7 CMC LV	26 BICOIDE
8 BARITE	27 DEFOAMER
9 BENTONITE	28 DETERGENTS
10 CALCIUM CHLORIDE	29 DME
11 CAUSTIC SODA	30 EP/HT BIT LUB
12 FER-O-BAR	31 FIBER LOCK
13 LIME	32 H2S COROSION INH
14 LIMESTONE	33 H2S SCAVENGER
15 OBM VISCOSIFIER	34 MICA
16 PAC H.V	35 OBM SEC.EMUL
17 PHPA	36 OBM P.EMUL
18 POTASSIUM CHLORIDE	37 OYSTER SHELL
19 SALT	38 PIPE LAX



کیمیا پودر الوند

KIMIA POWDER ALVAND

تولید کننده مواد معدنی و شیمیایی
حفاری چاه‌های نفت و گاز



www.kimiaalvand.com
+98 21 88912165

شرکت کیمیا پودر الوند

اعتقاد به نظام مدیریت
بر مبنای استانداردهای معتبر
جهانی دارد. کیمیا پودر الوند بر
آن است تا با هدف بهبود کیفیت،
تطابق با استانداردهای بین‌المللی،
خطمشی خود را بر مبنای بهداشت، ایمنی،
حفظ محیط زیست، جلب رضایت مشتریان و
گسترش فعالیت‌ها پایه‌گذاری نماید.

- پاسخگویی سریع
- بهترین قیمت
- کمترین زمان تحویل
- مشاوره‌ی فنی
- تضمین

مشتریان

N. I. S. O. C.	شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب
I. C. O. F. C.	شرکت نفت مناطق مرکزی ایران
N. I. D. C.	شرکت ملی حفاری ایران
N. D.	شرکت حفاری شمال
I. O. O. C.	شرکت نفت فلات قاره ایران
E. M. C.	شرکت مدیریت اکتشاف
N. I. O. C.	پیمانکاران شرکت ملی نفت ایران



HSEMS



ISO 14001:2015



ISO 9001:2015



ISO 450001:2018

کیمیا پودر الوند کیمیای صنعت حفاری

کارخانه: تهران، کیلومتر ۴۷ جاده خاوران،
شهرک صنعتی ایوانکی، فاز ۲، بلوار تلاش،
خیابان تلاش ۵، سمت چپ
تلفکس: ۰۲۳۳۴۵۸۳۷۳۹

دفتر مرکزی: تهران، کریمخان، آبان جنوبی،
پلاک ۷/۱ طبقه هفتم شرقی
کد پستی: ۳۵۹۳۱۴۸۵۱۸
تلفن: ۰۲۱۸۸۹۱۲۱۶۵ **فکس:** ۰۲۱۸۸۹۱۵۵۳۸



www.rangdaneh.ir
info@rangdaneh.com

کامپاند $PE80^+$ ، $PE100^+$ ، $PP-r$

تاپ کوت و چسب مخصوص پلی اتیلن ،
تاپ کوت پلی پروپیلن لوله های فولادی ،
پودری دیسپرس مشکی ، آبی ، نارنجی ، زرد و
مفتول پلی اتیلن و پلی پروپیلن

- گرانول و کامپاند لوله های پلی اتیلن و پلی پروپیلن

۱) تاپ کوت پلی اتیلن ($PE80^+$) و تاپ کوت پلی پروپیلن
جهت تولید لوله های آب و گاز فشار قوی (پوشش های
۳ لایه پلی اتیلن و پلی پروپیلن برای لوله های فولادی)

۲) $PE100^+$ جهت تولید انواع لوله و اتصالات آب و گاز فشار قوی

۳) کامپاند $PP-r$ با هدف بهبود مقاومت در برابر کلرین ، رسوب ناخالصی های سیال در حال انتقال ، وزن پایین تر
و سادگی نصب ، امکان ایجاد اتصال حرارتی قطعات مختلف لوله به یکدیگر ، قابلیت انتقال آب با محدوده
دمایی وسیع ، انتقال هوای فشرده و همچنین عایق در برابر دما در گرید های با فناوری بالا

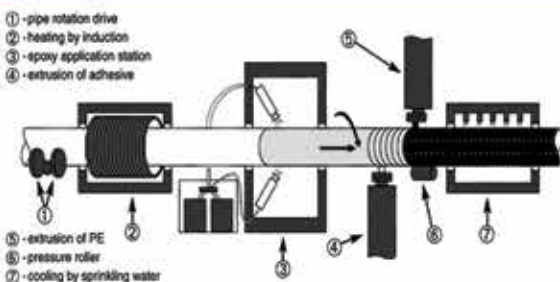
- چسب مخصوص پایه پلی اتیلن مورد استفاده در پوشش
لوله های فولادی پلی اتیلن و پلی پروپیلن

- پودر پری دیسپرس مشکی و رنگی به روش SSP برای تولید گرید $PE100^+$ به عنوان شرکت تولید کننده
انحصاری (ثبت اختراع شده) در خاورمیانه ، به عنوان مواد اولیه مصرفی پتروشیمی های تولید کننده پلی اتیلن
بای مودال HDPE مورد مصرف در لوله های $PE80^+$ ، $PE100^+$ و $PP-r$

- قابلیت تامین انواع نوارهای مورد مصرف در محل اتصال (سرجوش) لوله های فولادی بر اساس فهرست شرکت
ملی گاز ایران

- مفتول پلی اتیلن در قطر های ۴.۳ و ۵ میلی متری مورد استفاده در جوش داخلی $PE80^+$ ، $PE100^+$ و
 $PP-r$ لوله های آب و گاز فشار قوی

**$PE+100$, $PE+80$,
 $PP-r$, WELDING ROD,
STEEL PIPE COATING
(TOP COAT),
ADHESIVE GRANULE,
Compounds, Powder
Predisperse Solid Pigments
(Carbon Black, Blue, Orange, Yellow)**



Test Types :

- EN 1555
- EN 12201
- ISO 4427
- ISO 4437
- 9080 test (house)
- RCP-S4 test PC/S4 (10,0 bars)
- SCG test (500 hours)

دفتر تهران :
خیابان دکتر بهشتی ، خیابان پاکستان ، کوی هشتم ، پلاک ۲۴
کدپستی : ۱۵۳۱۷۱۳۹۱۳ صندوق پستی : ۱۵۸۷۵-۷۴۵۸
تلفن : (۲۰ خط) ۰۲۱-۸۸۷۵۰۶۱۸
فاکس : ۰۲۱-۸۸۷۴۱۵۳۰ - ۸۸۷۵۰۶۰۲





Reliable Engineering, Manufacturing and Services



Black Gold Production (BGP) is a producer of specialty chemicals and services, which are designed for use in crude oil production, transportation, oil refining and processing. **BGP** has a complete range of additives for use in pipe line, including drag reducers for hydrocarbon systems, specialty chemicals for various application in oil and gas industry. **BGP** also provides technical solutions and technologies through strategic partnership alliances with other major international organizations.

Black Gold Production main products:

* **RAPID FLOW DRA-01**

For Single Phase Crude Oil & Refined Products

* **RAPID FLOW DRA-02**

[New composition formula]

For Two Phase crude oil



پترو صنعت طلای سیاه

عضو AVL وزارت نفت

Contact Information:

Tele: +98 21 26 12 00 81 | Fax: +98 21 22 81 64 73

Email: Info@blackgoldchemical.com | www.blackgoldchemical.com





پادیاب تجهیز

پیمانکار برتر پروژه‌های فرازآوری مصنوعی

ارائه کلیه خدمات مهندسی، تأمین، نصب و
راه‌اندازی پمپ‌های درون‌چاهی ESP، PCP و ESPCP
تأمین و ارائه خدمات پمپ‌های انتقال سیال HPS
و پمپ‌های چند فازی



راه‌اندازی اولین مرکز تعمیرات و ساخت پمپ‌های درون‌چاهی ESP
و پمپ‌های انتقال نفت HPS در استان خوزستان



آدرس: تهران، ونک، خیابان شیخ بهایی، کوچه سلمان، پلاک ۱ کد پستی: ۱۹۹۱۷۱۶۹۵۲
تلفن: ۰۲۱-۸۸۶۱۵۶۱۷ فکس: ۰۲۱-۸۸۰۴۵۱۷۶ www.padyab.com info@padyab.com



Petroleum
Outlook

ماهنامه چشم انداز نفت

حامی ساخت داخل

سال نهم شماره ۴۵. ماهنامه آبان ۱۴۰۰

شماره ثبت ۹۰/۲۴۶۹۷

■ صاحب امتیاز و مدیر مسئول: قدرت ا... حیدری

■ سردبیر: ابوذر منصوری

■ اسامی نویسندگان به ترتیب الفبا: حبیب ا... توکل، حسین حیرانی، مجتبی خانی، ماهان خانلر، محسن داوری،

علیرضا دوست محمدی، معصومه ذاکریان، سید محمد طباطبایی قمی، مریم طبرسا، عزت ا... عسکری، احمد کشاورز،

عباس گودرزی، منوچهر منطقی، سید علی موسویون، محمد صادق مهرجو، فرزاد نژاد بهادری، مهدی نگارش،

محمد نیازی، سعید هاشم پور و حدیث یوسفی

■ گرافیک و صفحه آرایی: یاسمن نامدارنیا

■ عکس: سعید واشقانی فرهانی

■ ماهنامه تخصصی نفت و انرژی (اطلاع رسانی - تحلیلی - علمی - آموزشی)

■ دیدگاه‌های مطرح شده در مقالات و مصاحبه‌ها لزوماً نظر ماهنامه نیست.

■ اقتباس و استفاده از عموم مطالب مندرج در ماهنامه با ذکر منبع مجاز است.

■ ماهنامه در انتخاب و ویرایش متون آزاد است و مسئولیت مطالب چاپ شده بر عهده نویسنده می‌باشد.

■ نشانی: تهران، خیابان اسکندری شمالی، کوچه حمید، پلاک ۱۲، واحد ۴

■ تلفن امور آگهی و بازرگانی: ۰۹۰۱۳۴۲۱۳۷۷ ■ تلفکس: ۰۲۱-۶۶۴۳۴۴۶۸

■ وبسایت: www.chashmandaznaft.com

■ چاپ و لیتوگرافی: گلبرگ ■ تلفن: ۰۲۵-۳۸۲۰۸۹۵۸

فهرست

سرمقاله	۳
یادداشت سردبیری	۴
یادداشت میهمان - جایگاه ایران در بیضی استراتژیک انرژی جهان	۵
نقد فنی قراردادهای IPC - مصاحبه با مدیر عامل شرکت نفت و گاز و انرژی کیسون	۸
آیا تعریف شرکت‌های (E & P) با واقعیات کنونی حاکم بر صنایع بالادستی نفت ایران تناسب دارد؟	۱۳
پیشنهاد‌های شانزده گانه برای تسهیل موانع قراردادهای شرکت‌های اکتشاف و تولید ایرانی (E&P)	۱۴
Swatex اولین برند ایرانی Swellable Packer	۱۸
گفتگوی چشم انداز نفت با مجری طرح بومی سازی پکر متورم شونده با سیال	۱۹
کاربرد جدید توپک‌های متورم شونده Swell Packer ساخت داخل در میدان نفتی آذر	۲۰
نوآوری و کاهش هزینه و زمان در بومی سازی بتن الیافی	۲۶
راهکاری جدید در حل معضل لوله های فولادی	۲۸
بومی سازی تجهیزات قابل انعطاف کنترل شن از چاه Expandable Sand Screen (E.S.S)	۳۰
مستند سازی خاطرات عملیاتی	۳۴
اتحاد جهانی علیه انتشار دی اکسید کربن و اقدامات کاربردی در صنعت نفت ایران	۳۷
نقد سیاست‌ها و قوانین ارتقا سهم داخل	۳۹
سهم ساخت داخل در قراردادهای بین المللی	۴۱
بررسی سیاست‌ها و قوانین سهم داخل در ایران	۴۳
سیاست‌ها و قوانین سهم داخل در هفت کشور تولید کننده نفت و گاز	۴۶
برنامه ریزی برای رسیدن به سهم ۶۰ تا ۹۰ درصدی تأمین کنندگان داخلی	۴۷
الزاماتی در رابطه با اشتغال، تدارکات آموزش و انتقال تکنولوژی	۴۸
الزامات قوی برای اشتغال نیروی محلی تا سطوح مدیریت	۴۹
اجازه خرید کالای داخلی تا ۱۰ درصد گرانتر از مشابه خارجی	۵۰
سرزمین قهوه دارای بیشترین سرمایه گذاری مستقیم خارجی در آمریکای جنوبی	۵۲
روسیه مدل موفق همکاری صنایع دفاع و صنعت نفت	۵۳
تلاش برای حضور شرکت‌های داخلی در پروژه‌های بالادستی	۵۶
تعیین راهبرد تأمین هم زمان منافع دولت و شرکت‌های نفت و گاز داخلی و بین المللی	۵۴
نروژ چگونه آزمایشگاه جهانی انرژی باقی می ماند؟	۵۷
سامانه توانیران راهگشا یا باز دارنده؟	۵۸
ضرورت توزیع ریسک ساخت داخل میان قانونگذار، کارفرما، مصرف کننده و تولید کننده	۶۰
چالش‌ها و موانع پیش روی توسعه شرکت‌های دانش بنیان	۶۲
فراخوان مقاله	۶۳
انتقال فناوری برای ارتقاء توانمندی فناوری	۶۴
کاربردهای مختلف اینترنت اشیا در صنایع نفت و گاز از دکل‌های حفاری تا نگهداشت تأسیسات	۶۷
سامانه کنترل مستقل ته چاهی؛ تکنولوژی جدید در صنعت حفاری	۶۸
ایمنی فرآیند مهمترین دستاورد ریشه یابی حوادث صنعتی	۶۹
تزریق پساگاه (DRA) در خطوط لوله انتقال نفت	۷۴
معرفی کتاب	۷۸
فرم اشتراک	۸۰



ضرورت رعایت قانون حداکثر استفاده از توان داخل در پروژه‌های توسعه‌ای صنعت نفت

قدرت الله حیدری
صاحب امتیاز و مدیر مسئول



وزارت نفت با هدف رعایت قانون استفاده حداکثری از توان داخلی، با صدور دو ابلاغیه از سال ۱۳۹۷ خرید خارجی ۱۵۴ قلم تجهیز مورد استفاده در صنعت نفت را که توان فنی و ظرفیت ساخت آنها توسط سازندگان داخلی به اثبات رسیده ممنوع کرده است. در این دو ابلاغیه به صراحت عنوان شده که خرید خارجی کالاها و مواد لیست فهرست ابلاغیه‌ها از سوی شرکت‌های اصلی و تابعه وزارت نفت و نیز پیمانکاران طرف قرارداد آنها (مستقیم و غیر مستقیم) ممنوع است.

با گذشت بیش از سه سال از اجرایی شدن اولین دستورالعمل ممنوعیت واردات و در حالی که در این مدت بسیاری از فعالیت‌های توسعه‌ای نیازمند کالا و مواد مصرفی، بخصوص در سطح شرکت ملی نفت در قالب پروژه‌های EPDF و FEPC به شرکت‌های اکتشاف و تولید داخلی و خارجی واگذار شده است، هنوز هیچ گزارش رسمی در خصوص میزان کمی رعایت دستورالعمل‌های ممنوعیت واردات در این پروژه‌ها منتشر نشده است. شاید برای شرکت‌های اکتشاف و تولید ایرانی استفاده از تجهیزات مورد نیاز از سازندگان داخلی یک مزیت باشد و این شرکت‌ها جدا از دستورالعمل‌های ممنوعیت خرید خارج، برای کمک به اقتصاد کشور و جلوگیری از خروج ارز به شرط کیفی بودن تولیدات داخل، حداکثر استفاده از تجهیزات داخلی را می‌نمایند ولی در پروژه‌هایی که یک شرکت خارجی به عنوان سرمایه‌گذار اصلی با سهم نزدیک به هشتاد درصدی در کنار شرکت اکتشاف و تولید ایرانی قرار گرفته است، عملاً تصمیمات کلیدی پروژه بخصوص در بخش تامین کالا، مواد و تجهیزات مورد نیاز پروژه با سهامدار عمده خواهد بود. اتفاقی که در چندین پروژه در حال انجام توسط مشارکت شرکت‌های ایرانی و خارجی روی داده و عملاً هر آنچه را که شریک خارجی اراده کرده بدون توجه به توان و پتانسیل داخلی برای پروژه از خارج وارد کرده است.

بی‌توجهی به توان داخلی در این قبیل پروژه‌ها یا بدلیل اسناد قرارداد و اختیاراتی است که به پیمانکار داده شده است که حتماً باید با صدور الحاقیه قراردادی اصلاح شود و یا در متن قرارداد به استفاده حداکثری از توان شرکت‌های ایرانی اشاره شده و بدلیل عدم پایش و نظارت صحیح بر نحوه تامین کالای پروژه، این امر نادیده گرفته شده است که ضروری است در نحوه نظارت بر این قراردادها بازنگری شود.

بهر حال نکته مهم اینست که مطابق مدل قراردادهای بین‌المللی، چه پیمانکار ایرانی باشد و چه مشارکت یک شرکت ایرانی و خارجی، قانون استفاده حداکثری از توان داخلی کشور میزبان باید رعایت شود. اگر بناسست سرمایه‌گذار در پروژه‌های صنعت نفت وارد شود اولین هدف آن باید رونق اقتصاد کشور باشد نه اینکه با سرازیر کردن کالا و تجهیزاتی که توان تولید با کیفیت آن در داخل وجود دارد و حتی در برخی موارد در لیست ممنوعیت واردات نیز گنجانده شده است، باعث رکود حرکت روبه جلوی ساخت داخل بشود. کمترین سهم سازندگان داخلی از این پروژه‌ها می‌تواند به اندازه سهم شریک ایرانی در سرمایه‌گذاری پروژه باشد. شاید با لحاظ شدن این سهم ناچیز، پای سازندگان توانمند داخلی به پروژه‌هایی که قرار است بعد از اتمام طرح توسعه و بهره‌برداری اولیه، به متخصصان کشورمان واگذار شود، باز شود چراکه عمده‌ترین مشکلات عملیاتی پس از گذشت چندین سال از بهره‌برداری در تجهیزات نصب شده بروز خواهد کرد که همین سازندگان داخلی باید چاره برای رفع آنها پیدا کنند.

صنعت نفت، محوریت توسعه ساخت داخل در کشورهای مختلف

ابوذر منصوری
سردبیر



نفت و گاز طبیعی، مهم‌ترین منابع تأمین انرژی بشر امروزی هستند؛ به طوری که نفت خام ۴۵ درصد و گاز طبیعی ۲۵ درصد انرژی دنیا را تأمین می‌کنند. از این رو نفت و گاز در معادلات اقتصادی سیاسی جهان اهمیت راهبردی دارند و در فرایند روابط بین الملل نقش مهمی همواره ایفا می‌کنند. حوزه تکنولوژی تأثیرات فراوانی در تحولات بازار و اقتصاد بین الملل گذاشته است. این تأثیرات در قالب رویش تکنولوژی‌های جدید، اقتصادی شدن برخی از تکنولوژی‌ها و تسریع برخی از تحقیقات و... در زمینه میادین کم ارزش نفت و گاز باعث تأثیر در قیمت کنونی و فراوانی نفت گاز شده است. درک تحولات مذکور و توجه به نیازمندی‌ها و توانمندی‌های داخلی، لزوم توجه به حوزه مدیریت تکنولوژی را دو چندان می‌سازد. یکی از سیاست‌های اساسی کشورهای تولیدکننده نفت و گاز، رسیدن به آرزوی ساخت و تأمین تجهیزات و به دست آوردن دانش فنی در این صنعت است. در حوزه نفت و گاز نیز برخی از کشورهای پیشرو در این زمینه اقدامات خوبی انجام داده‌اند که از آن جمله می‌توان به تدوین استراتژی تکنولوژی صنعت نفت نروژ و تشکیل انجمن انتقال تکنولوژی صنعت نفت آمریکا اشاره داشت. این نمونه‌ها به همراه تجربیات فراوان دیگر در صنعت نفت و گاز جهان به خوبی نمایانگر حرکت رو به رشد صنعت نفت جهان در این حوزه است.

”انبوهی از دستورالعمل‌ها و برنامه‌های پیشرو

چیزی بیش از ۶۰ درصد کل بودجه‌های عملیاتی شرکت‌های پروژه محور مانند شرکت‌های تولیدکننده نفت و گاز مربوط به تأمین کالاهای مورد نیاز آنهاست. نگاه به مسئله ساخت تجهیزات صنایع نفت و گاز از همان روزهای ملی شدن صنعت نفت ایران مدنظر بسیاری از افراد و تصمیم‌گیرندگان این صنعت در این سرزمین بوده است. همواره در بین مکاتبه‌های مختلف یکی از مستندها نقل قول از مصوب‌ها و تصمیم‌هایی که به صورت دستورالعمل و قانون به سازمان‌های زیرمجموعه وزارت نفت ابلاغ شده است. در این شماره قوانین و مصوب‌ها مجلس شورای اسلامی، هیأت دولت، وزارت نفت و دستورالعمل‌های مقام معظم رهبری در سال‌های پس از انقلاب بدون در نظر گرفتن نام دولت‌ها و فقط بر مبنای زمان در دهه‌های مختلف برای دست‌اندرکاران این امر دسته‌بندی شده است. در پرونده‌ای مجزا به وضعیت پژوهش و فناوری در صنعت نفت و گاز کشورهای ایران، غنا، نیجریه، آنگولا، برزیل، روسیه، عمان، نروژ، خاورمیانه و شمال آفریقا پرداخته شده است.

”ضرورت محوریت وزارت نفت در توسعه ساخت داخل تجهیزات نفت و گاز

در بررسی ارتباطات در سایر کشورها مشاهده می‌شود ارتباطات کاری سازندگان تجهیزات صنعت نفت با خریدار، از وزارت صنایع عبور نمی‌کند و بهتر است وزارت نفت محوریت حمایت از ساخت داخل در حوزه تجهیزات، فناوری نفت و گاز را بر عهده داشته باشد و به عنوان پیشران عمل نماید. بدیهی است زیرساخت‌های مورد نیاز سازندگان نظیر وام، تأمین سرمایه، مجوزها، فراهم آوردن امکان صادرات و تأمین مواد اولیه و... بر عهده وزارت صمت است. «ساخت داخل» با تولید دانش بنیان و نوآورانه و تجاری‌سازی فناوری‌های جدید پایدار خواهد شد. یکی از مراجع پاسخگویی به فعالیت‌های انجام شده در حوزه انتقال تکنولوژی، بلوغ فناوری و رشد طراحی مهندسی محصول در کشور ما دفتر معاونت مهندسی، پژوهش و فناوری وزیر نفت است. می‌توان با بازنگری و الگوبرداری از کشورهای موفق در این زمینه از موازی کاری و صرف هزینه اضافی در سطح شرکت‌های اصلی (چهارگانه) وزارت نفت، شرکت‌های فرعی نفت، گاز، پتروشیمی، پالایش و پخش جلوگیری کرد. نشست‌های تخصصی بین مسئولین این امر در صنعت نفت، سایر دستگاه‌ها و نهادهای دولتی و دانشگاه و به اشتراک گذاشتن دستاوردها می‌تواند باعث جلوگیری از هزینه‌های بسیار بشود.



علیرضا آقاربی

معاونت امور بین الملل و بازرگانی وزارت نفت

آیا کاربرد سیاست چندجانبه در باز آرای دیپلماسی نفت و گاز کشور جهت برون رفت از بحران کنونی، کارگشا و میسر است؟

جایگاه ایران در بیضی استراتژیک انرژی جهان

داده است. غرب آسیا را از منظر انرژی در یک نگاه کلی می توان به دو منطقه قفقاز و خلیج فارس تقسیم کرد، دو جغرافیای کاملاً متفاوت که تنها وجه اشتراک آنها در حوزه انرژی است. نیاز جهان مدرن به این ماده حیاتی سبب تمرکز توجهات به این مناطق شده است. با گذشت زمان و پیشرفت فناوری و انجام برآوردهای اقتصادی از انتقال انرژی این مناطق، بحث انتقال از طریق خطوط لوله های نفتی و گازی در دستور کار سیاست انرژی کشورهای مبدأ و مقصد قرار گرفته است که می تواند بر روی امنیت ملی ایران با توجه به سیاست یکجانبه گرایی و خصمانه ایالات متحده و حمایت تمام قد این کشور از طرح انتقال انرژی و از سوئی، موقعیت ژئوپلیتیکی که کشورمان دارد، اثرگذار باشد.

با تدقیق در شاخص های یادشده و لحاظ اهمیت کریدور قفقاز- خلیج فارس، اگر ایران قرار گرفته بر بهترین مختصات جغرافیایی گستره خلیج فارس تا قفقاز تشنه آب های گرم را مرکز ثقل انرژی هیدروکربوری جهان و بهینه ترین مسیر توزیع انرژی از مبدأ قطب مملو از منابع سرشار نفت و گاز جهان به مقاصد بازارهای مصرف هدف و به شدت مشتاق شرق و غرب بنامیم، آیا سخنی به گراف گفته ایم؟

آیا صاحب نظر صاحب رأیی می تواند برای تمثيل و تنویر هر چه بیشتر، عرض و طولی جغرافیایی دیگری، همتراز و هم شأن کشورمان معرفی نماید که چنین بی زحمت و بی هزینه، محصور در میانه دو ابر هاب نفت و گاز جهان در مرزهای شمالی و جنوبی و هم مرز با بازارهای مصرفی ۱۵ کشور و از سوئی، محل تلاقی شگفت آور کریدورهای ژئواستراتژیک شمال- جنوب و شرقی- غربی در جهان باشد و پهلو به پهلو ابر پروژه یک کمر بند -یک جاده چین عجول در پیچیدن نسخه ترانزیت حامل های انرژی نهفته در قلب تپنده انرژی جهان زند؟

المان های ارزش افزوده ساز و مزایای خارق العاده بندر آنتورپ بلژیک چیست که هاب فرآورده های پتروشیمیایی اروپا باشد و درآمد سرانه شهروند بلژیکی را چند برابر هموطن ایرانی مان کند؟ اگر عسلویه پایتخت گاز ایران است، بی تردید بندر چابهار، نگین درخشان گستره مکران، می تواند تحت لوای گام سوم جهش صنعت نفت ایران، به ابرشهر «پتروپارک پالایشگاهی» آسیا و هاب انرژی (فسیلی و تجدیدپذیر) منطقه تبدیل شود.

شنیدنی و قابل تأمل اینکه منطقه قفقاز سه همسایه جغرافیایی بلا فصل دارد که از قضا هر سه کشور مدعی و پرچمدار داعیه راهبری نفت و گاز منطقه به عنوان هاب انرژی های فسیلی در مختصات جغرافیایی مربوط به خود هستند: ایران، روسیه و ترکیه. فارغ از راستی آزمایی و بررسی میزان درستی ادعای مطروحه (که به زعم نگارنده، این ادعا، نیازی به تحقیق و مذاقه ندارد)، تنها جمهوری اسلامی ایران است که با هر سه کشور قفقاز جنوبی

«مرزهایی که از آن کالا عبور نکند، ناگزیر و ناگزیر از تردد سربازان است...» این گزاره از ژان باتیستاسی، اقتصاددان و سیاستمدار شهیر فرانسوی حدود ۲۰۰ سال پیش است. هر چند مبانی فکری او الهام بخش پیروان مکتب اش و زمینه ساز موفقیت های اقتصادی افراد بسیاری در سال های آتی شد ولی نظرات اش مانع ورشکستگی مالی او و تعطیلی کارخانه اش در خشم توفنده ناپلئون بناپارت نگردید. فارغ از آگراندیسمان نهفته در جمله نخست و با چشم پوشی از تناقضات مشهود در پاره ای نویسه های او جمله معروف اش که می گوید: «عرضه، لاجرم تقاضای مورد نیازش را خواهد ساخت»، در نیت کامل با فلسفه وجودی سازمان هایی همچون OPEC است و Hubbert peak theory را به چالش می کشد، نظرات او محل مباحثه فراوان در محافل ژئواستراتژیک جهان بوده است. آیا جنگ تمام عیار ارمنستان و آذربایجان در سال گذشته بر سر قره باغ، تنش های رو به افزایش ایالات متحده و چین نه در حوزه زور آزمایی تعرفه ها که بر سر تنگه تایوان (کشوری که قطب صنعت نیمه هادی جهان است و سونامی بر خاسته از شوک وارده به اقتصاد این کشور، به نقل از مقاله تازه منتشر شده ارزیابی ریسک اکونومیست، بی تردید تجارت جهانی و لاجرم موازنه نیم بند انرژی را متأثر خواهد ساخت)، نقل قول های میلیتاریزه رئیس جمهور ترکیه که بر خاسته از نئوعثمانیسم ملبس به پان ترکیسم و ملهم از رویای متوهمانه احیای Otman Empire است و ... گواهی بر گزاره ابتدای نوشتار می تواند باشند؟

” صورت مسأله

ضرورت باز آرای دیپلماسی انرژی ایران و ذکر مثال اتحادیه اقتصادی اوراسیا؛ از چه سخن می گوئیم؟

پس نگاهی دوباره به کشورهای عضو اتحادیه اقتصادی اوراسیا که همگی دارای نقشی قابل توجه در مهمترین گستره جغرافیایی نفت و گاز جهان (بیضی استراتژیک انرژی) داشته باشیم. شاخص های اقتصادی مربوط به اتحادیه اقتصادی اوراسیا در جهان را مرور کنیم:

- رتبه اول استخراج نفت (۱۴/۵ درصد جهان)
- رتبه اول تولید گاز جهان (۲۰/۲ درصد جهان)
- رتبه چهارم تولید انرژی برق (۴/۹ درصد جهان)
- رتبه سوم طول خط آهن (۸ درصد جهان)
- رتبه چهارم تولید آهن (۴/۷ درصد جهان)
- رتبه پنجم تولید فولاد (۵ درصد جهان)

منطقه غرب آسیا را می توان پهنه جغرافیایی بین دو دریا دانست و این محدوده، منطبق بر بیضی استراتژیک انرژی است که بیش از ۷۰ درصد ذخایر نفت جهان و بیش از ۴۰ درصد گاز طبیعی جهان را در خود جای



(آذربایجان، ارمنستان و گرجستان) روابط دیپلماتیک دارد و این در حالی است که بدلائل سیاسی و مناقشات مرزی / تاریخی، روابط روسیه با گرجستان و ترکیه با ارمنستان کاملاً قطع است. بی تردید، در فرصت تاریخی و طلائی رخ داده، بکارگیری دیپلماسی انرژی متوازن و هوشمندانه در بلوک ژئوانرژیک آذربایجان-گرجستان-ارمنستان؛ کارساز و راهگشا خواهد بود. نکته اصلی اینکه همکاری اقتصادی ایران با اتحادیه اقتصادی اوراسیا محکوم به موفقیت است و این مقصود، نه برآمده از تجميع ۶ شاخص طلائی اقتصادی کشورهای ۵ گانه عضو آن در سطوح پیشین صفحه قبل و نه ناشی از موقعیت ژئوانرژیک کشور خاصی؛ بلکه نتیجه حاصله، برونداد منطقی نگاه کلان نگر و لزوم اتخاذ سیاست متوازن در کارزار دیپلماسی نفت و گاز است.

بینش کلیدی

پارادایم‌های آتی بازار جهانی نفت و گاز؛ ضرورت اتخاذ رویکرد متوازن در دیپلماسی انرژی در دوران Regionalism مذاکرات انرژیک کانون‌های بزرگ تولیدکننده و مصرف‌کننده نفت و گاز در عرصه جهانی انرژی شامل: ایالات متحده آمریکا، ژاپن، اتحادیه اروپا، هند، چین و کشورهای عربی به محوریت عربستان سعودی، در منطقه اوراسیا همواره نتیجه بخش بوده و این کشورها، طبق انتظار و وفق سیاق مألوف در تعارض کامل با منافع ملی کشورمان عمل کرده‌اند. گواه ادعای فوق، موارد زیر است:

۱- تکمیل کریدور انرژی باکو-تفلیس-جیهان؛ در حالی است که مسیر بهینه و امن کشورمان، ضمن ایجاد وابستگی متقابل بین امنیت منطقه و قفقاز و امنیت ایران، برای کریدورهای قفقاز نیز نتایج بهینه و استراتژیک ذیل را در بر داشت:

- عبور کریدورهای انرژی تنها از یک کشور (ایران)
- برخورداری خط لوله از امنیت بیشتر
- اتصال مستقیم به دریای آزاد

• و مهم‌تر اینکه افزون بر بازار بحران‌زده انرژی غرب، بازار ملتهب و رو به رشد شرق را نیز در اختیار کشورهای مبدأ در منطقه قفقاز جنوبی و مرکزی قرار می‌دهد که مسیرهای فعلی از این امتیاز بسیار حیاتی، محروم هستند.

۲- اجرایی شدن اتصال خط لوله گاز طبیعی ۸۸ کیلومتری ایگدیر ترکیه به نخجوان آذربایجان (به منظور حذف بازار آذربایجان و پایان سوآپ گاز این کشور به نخجوان، یکی از مقاصد سه‌گانه صادرات گاز کشورمان).

۳- دیدار وزیر امور خارجه ترکمنستان با گروه طالبان و تأکید بر اجرائی شدن خط لوله انتقال گاز طبیعی TAPI دیدار مورد اشاره، بلافاصله پس از اولین و به نوعی یکی از حساس‌ترین سفرهای وزیر نفت به کشورهای همسایه که بی‌تردید، اقدامی هوشمندانه و حساب‌شده در راستای برون رفت از بن‌بست چندین ساله و پرهزینه تعاملات گازی با ترکمنستان صورت پذیرفت. چرا که ترکمن‌ها گرفتار بزرگی هستند و زمان حاضر، بهترین موقعیت برای آغاز مذاکرات مجدد و برقراری مبادلات هیدروکربوری و تجارت گاز با این کشور است. مؤلفه‌های اثرگذار کنونی، منافع روسیه، ایران و چین را در یک مسیر قرار می‌دهد و رویای صادرات گاز طبیعی ایران به پاکستان و هند، با فاصله گرفتن ترکمنستان از پروژه TAPI، می‌تواند رنگ واقعیت به خود بگیرد.

۴- جدی شدن خط لوله ترانس خزر (TCP) با حمایت تمام قدا ایالات متحده پرواضح است که بایستگی نگرش جامع و متوازن در اتخاذ رویکرد منطقه‌ای دیپلماسی نفت و گاز کشورمان نه فقط در هاب انرژی نسبتاً جوان و رو به رشد مرزهای شمالی، که در هاب انرژی هیدروکربوری مرزهای جنوبی ایران و قلب تپنده ژئوانرژیک خاورمیانه در خلیج فارس نیز متصور و ملموس است.

۵- مذاکرات ۲۷ میلیارد دلاری و مصمم توتال فرانسه با عراق در اکتشاف منابع گازی و توسعه صنعت گاز این کشور (به منظور حذف بازار عراق، یکی از مقاصد سه‌گانه صادرات گاز کشورمان).

۶- سرمایه‌گذاری چند ده میلیارد دلاری عراق در بندر فاو (تحت فشار آمریکا، پیمانکار کره‌ای انتخاب گردید). جهت راه‌اندازی مجتمع عظیم بندری با مخازن بی‌شمار، انبارهای عظیم کانتینری و ابرترمینال‌های متعدد به منظور ایجاد هاب انرژی جدید. طبق برآوردهای مراجع معتبر جهانی، درآمد عراق از بندر فاو و پس از تکمیل فازهای سه‌گانه، قریب به ۲۵ میلیارد دلار در سال و معادل یک سوم کل درآمد نفتی این کشور خواهد بود (بندر فاو را با جغرافیای عسلویه و به ویژه، مختصات رویایی بندر چابهار کشورمان مقایسه نماییم).

۷- بنا بر گزارش ماه گذشته بلومبرگ، آرامکوی عربستان سعودی، به عنوان بزرگترین تولیدکننده نفت خام جهان و در مقام رقیب سنتی ایران در اوپک و پازل هیدروکربوری منطقه، در مسیر راه‌اندازی مگا پروژه هیدروژن آبی (blue hydrogen) به منظور استقرار نظام جهانی انتشار کربن صفر، در حال بررسی افتتاح میدان جفورا در شرق کشور برای سرمایه‌گذاران خارجی است. میدانی که قرار است ۱۱۰ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری را به خود جذب و در سال ۲۰۲۴ راه‌اندازی گردد؛ تخمین زده می‌شود ۲۰۰ تریلیون فوت مکعب گاز داشته باشد.

۸- اعضای شورای همکاری خلیج فارس در صدد طراحی پروژه مشترکی به منظور کاهش اهمیت ژئواکونومیک تنگه هرمز، تضعیف جایگاه ایران هستند. مرور مذاکرات دهه اخیر هر یک از کانون‌های فوق با کشورهای آسیای مرکزی و قفقاز، به ویژه در عرصه نفت و گاز و کریدورهای انرژی، به روشنی گویای کوشش این بازیگران در شکل‌دهی و اجرای یک رویکرد متوازن

۲- گاز طبیعی، بازیگر اصلی قرن ۲۱

صاحب‌نظران حوزه انرژی‌های فسیلی، قرن بیست و یکم میلادی را به نام قرن گاز طبیعی نامگذاری نموده‌اند. گاز به عنوان موتور محرکه و پیشران توسعه صنعت پتروشیمی (سودآورترین صنعت پایین‌دستی جهان) و البته صنایع عظیم و استراتژیک مصرف‌کننده انرژی مانند ذوب‌آهن، فولاد، انرژی اتمی و ... شناخته می‌شود. ارتقاء و توسعه فناوری‌های نوین، جایگزینی گاز طبیعی که رقیب‌ترین همراه نفت خام محسوب می‌شود با فرآورده‌های نفتی را ممکن کرده است. نقش گاز در ارزآوری و ایجاد ارزش افزوده صادراتی کشورمان غیر قابل انکار است چرا که قسمت عمده ارزش افزوده صادراتی ایران به صادرات حامل‌های انرژی ذیل اختصاص دارد:

- بالادست مانند نفت خام، گاز طبیعی، مایعات گازی، میعانات گازی و ...
- پایین‌دست مانند فرآورده‌های پتروشیمیایی پلی‌فینی، فرآورده‌های پتروشیمیایی زنجیره متانول، اوره و آمونیاک و ...

- صنایع غیرانرژی‌بر و تولیدات صنعتی همچون سیمان، فولاد و ...

از سوئی دیگر، کشورمان در سیاست‌های صادرات گاز طبیعی در تعامل گازی با بیشتر و به عبارتی صریح‌تر؛ تمامی کشورهای هدف و تجاری صادرات گاز طبیعی کشورمان مانند: عراق، عمان، پاکستان، ترکیه، ترکمنستان و امارات متحده عربی، با بحران‌های فنی و مالی-قراردادی رو به رو است (که امید است با تصمیم‌سازی هوشمندانه و ریل‌گذاری صحیح در تدوین و اجرای دیپلماسی انرژی کارآمد در صنایع نفت و گاز، چاره‌جویی و مدیریت شود) و این در حالی است که صادرات فرآورده‌های پتروشیمیایی مانند اوره و آمونیاک به بازار هدف کشاورزی هند، چین و پاکستان و با صادرات محصولات پلی‌فینی و نیز متانول به بازارهای گسترده منطقه و جهان، ضمن افزایش ارزش افزوده و تکمیل بهینه زنجیره ارزش، نقش صادرات گاز طبیعی را با چالش‌های سیاسی و مناقشات تجاری کمتر و توانمندی بالاتر (با نگاهی به اهمیت خنثی‌سازی اثرات سوء تحریم‌های ایالات متحده) ایفاء می‌کند.

بنا بر گزارش‌های منتشره محافل متعدد و معتبر جهانی در عرصه بازار نفت و گاز و اتفاق نظر بین‌المللی، سهم گاز طبیعی در سبد انرژی جهان رو به افزایش است و مضاف بر تنوع بیشتر و گستردگی جغرافیایی منابع گاز طبیعی نسبت به منابع نفتی که مزیتی درخشان محسوب می‌گردد، گاز به عنوان انرژی هیدروکربوری پاک و ارزان، نقشی بی‌بدیل در تقویت ضریب رضایتمندی و رفاه مردم به عنوان مؤلفه‌های اجتماعی/سیاسی دارد.

۳- آیا کاربرد سیاست چندجانبه در بازاریابی دیپلماسی نفت و گاز کشور و برون‌رفت از بحران کنونی، کارگشا و میسر است؟

نگارنده؛ ضمن تکریم و تقدیر از حسن توجه و بذل وقت ارزشمند خوانندگان محترم و فرهیخته در خوانش این نوشتار و نظر به اهمیت مباحث مربوطه در تأمین پایدار امنیت انرژی و ارتقاء منافع ملی کشور عزیزمان، از صاحب‌نظران و مدیران ارشد صائب‌رأی و تصمیم‌ساز استدعا دارد بند ۳ بخش پایانی نوشتار را متعهدانه و مسئولانه، مطمح نظر شایسته قرار داده و تکمیل فرمایند و نظرات ارزشمند خود را نیز هم‌رسانی و ارائه نمایند.

امید است با تشریک مساعی فعالانه و همفکری سازنده کلیه خوانندگان فهیم در فرآیند تعاطی افکار و خردجمعی، شاهد برون‌داد راهکاری سازنده جهت گشودن گرهی از بحران‌های هزینه‌زا و فرصت‌سوز صنعت معظم نفت باشیم.

مبتنی بر سیاستی واحد و مشابه موسوم به الگوی ۵+۱ خواهد بود.

افزون بر کشور/اتحادیه‌های فوق، سفر سران سه کشور اروپایی صنعتی و نیازمند انرژی آلمان، فرانسه و ایتالیا و حتی روسیه که اوراسیا و قفقاز را حیاط خلوت خود می‌داند و همچنین بازدید پاپ فرانسیس، رهبر مسیحیان کاتولیک جهان نیز، مبتنی بر نگرش منطقه‌ای و چندکشوری است.

شگفت این‌که واکاوی مناسبات دیپلماتیک ایران با کشورهای آسیای مرکزی بیانگر آن است که جمهوری اسلامی ایران در اوایل دهه ۱۹۹۰ میلادی به گونه‌ای پیشگام استفاده و بکارگیری این دیپلماسی بوده است و رئیس‌جمهور وقت ایران در سال ۱۳۷۳ از چهار کشور آسیای مرکزی، یعنی قزاقستان، قرقیزستان، ازبکستان و ترکمنستان (به‌غیر از کشور تاجیکستان که گرفتار جنگ داخلی بود) دیدار کرد؛ هرچند این دیپلماسی جامع‌نگر و نگرش متوازن که آن را می‌توان «اولین تجربه دیپلماتیک‌تور و ژئوانرژی ایران در آسیای مرکزی» نامید، در دولت‌های بعدی کشورمان استمرار نیافت و رویکرد بالنسبه متوازن ایران در این مناطق از دوران ریاست جمهوری یادشده به بعد روند نامتوازن‌تری به خود گرفت.

بنابراین، نظر به تجربیات پیشین و بالنسبه موفق دیپلماتیک ایران و لحاظ اقداماتی که توسط کشورهای جهان اول و اثرگذار در بازار جهانی انرژی‌های فسیلی مانند چین، ایالات متحده آمریکا، ژاپن، اتحادیه اروپا و هند در شکل‌دهی و به‌کارگیری دیپلماسی انرژی متوازن مبتنی بر الگوی ۵+۱ در سطح منطقه آسیای مرکزی تحقق یافته است، فلذا؛ ضروری و شایسته است تصمیم‌گیران و تصمیم‌سازان دیپلماسی کلان انرژی ایران، ضمن اتخاذ رویکرد متوازن در عرصه دیپلماسی نفت و گاز، مقدمات و زمینه را برای سفر منطقه‌ای و هم‌زمان رئیس‌جمهور و وزیر نفت به پنج کشور آسیای مرکزی، بلوک‌های ژئوانرژی چندجانبه و هم‌سو در ابره‌های شمال و جنوب کشورمان (قفقاز تا خلیج فارس) برنامه‌ریزی نمایند.

” گفتار پایانی

ضرورت بازاریابی و تحرک‌بخشی به دیپلماسی نفت و گاز کشور و فرصت طلایی ارتقاء منافع ملی در همسویی دولت و مجلس است.

۱- مقاله منتشره در بنیاد دفاع از دموکراسی‌ها

(Foundation for Defense of Democracies):

بنیاد دفاع از دموکراسی‌ها (FDD)، از اندیشکده‌های نومحافظه‌کار و نزدیک به دولت آمریکا، در یادداشتی گاز طبیعی صادراتی ایران را به عنوان هدف بعدی آمریکا در کارزار فشار حداکثری پیشنهاد کرده است. در این یادداشت اشاره شده است که ۷۰ درصد مصرف داخلی انرژی ایران از طریق گاز طبیعی است و درآمد حاصل از صادرات گاز طبیعی ۵/۳ درصد بودجه ایران را تشکیل می‌دهد اما تاکنون به طور آشکار هدف تحریم‌های آمریکا قرار نگرفته است. در ادامه به کشورهای ترکیه، عراق و ارمنستان به واردکنندگان اصلی گاز طبیعی ایران اشاره شده است که به ادعای کارشناس این اندیشکده می‌توانند گاز طبیعی ایران را با گاز طبیعی سایر صادرکنندگان جایگزین کنند.

نویسنده یادداشت مدعی است که آمریکا از همه ابزارهای خود در تحریم علیه ایران استفاده نکرده است و باید ترکیه، عراق و ارمنستان را به توقف واردات گاز طبیعی از ایران تشویق کند. ریسک چنین اقدامی برای این کشورها پایین و مزایای اقتصادی و ژئوپلیتیکی آن زیاد خواهد بود.

در گفتگوی چشم انداز نفت با مهندس احمد حیات غیبی مدیر عامل شرکت نفت و گاز و انرژی کیسون مطرح شد نقد فنی قراردادهای IPC

گفت و گواز: قدرت اله حیدری



قرار بود با مهندس احمد حیات غیبی در مورد دستاوردهای شرکت نفت، گاز و انرژی کیسون به عنوان شریک ایرانی پروژه توسعه میادین چشمه خوش، دالپری و پایدار شرق صحبت کنیم. ولی تجربه ۴۰ ساله ایشان در بخش خصوصی صنعت نفت و آشنایی کاملش با نحوه تشکیل مشارکت و کنسرسیوم برای انجام پروژه‌های بالادستی و پایین دستی صنعت نفت، گفتگورا به سمت نقد مدل جدید قراردادهای نفتی کشور که همه این مدل را بانام IPC می‌شناسند، کشاند. قراردادهایی که کمتر با نگاه فنی مورد نقد قرار گرفته و در جنجال‌های رسانه‌ای دولت قبلی هم موافقین و هم مخالفین کمتر نگاه فنی به این مدل قراردادی داشتند. آنچه در ادامه می‌خوانید حاصل این گفتگوی سه ساعته با مدیرعامل شرکت نفت و گاز و انرژی کیسون است که قرار اولیه آن برای یکساعت تنظیم شده بود.

نظر فنی و مدیریتی قادر به انجام پروژه‌ها به تنهایی باشند.

• در چنین مشارکت‌هایی شریکی که سهام کمتری دارد نقش چندانی در تصمیم‌گیری‌های مهم و حیاتی پروژه نخواهد داشت و به اصطلاح این شریک Non Operative خواهد بود. آیا نقش KOGC در این پروژه اینگونه است؟

بر اساس استاندارد AIPN که مدل مشارکت‌های این چنینی در تجارت بین‌المللی را تعیین می‌کند، نحوه مشارکت شرکت‌های E&P مشخص شده است. در قراردادهای IPC شرکت ملی نفت با هدف مشارکت بیشتر طرف‌های ایرانی، تغییراتی در آن ایجاد کرد که مورد پذیرش شرکای خارجی قرار گرفت. بر اساس این تغییرات هر تصمیم حیاتی و تأثیرگذار در پروژه با نظر مشترک گرفته خواهد شد و مدیران ارشد پروژه هم‌پس از تکمیل فعالیت‌ها با نفرات ایرانی جایگزین خواهند شد. روش این جایگزینی هم بدین صورت است که در هر سمت مدیریتی یک معاون ایرانی وجود دارد و پس از ۶ سال جای مدیر و معاون عوض می‌شود. با این توضیح کلی نمی‌توان گفت که نقش KOGC در این پروژه Non Operative است.

• تعهدات شما و شریک خارجی در بخش بالادستی و پایین دستی این پروژه چیست؟

در این قرارداد ۱۰ ساله مسئولیت توسعه و بهره‌برداری از این میادین با شرکت KOGC و شریک خارجی است. حفاری و تعمیر چاه‌ها، افزایش ظرفیت کارخانه فراورش چشمه خوش، بهره‌برداری و نگهداشت تولید از این میادین به مدت ۱۰ سال به این مشارکت واگذار شده است. بدلیل تولیدی بودن تعدادی از چاه‌ها و ضرورت نگهداشت تولید، از ماه May سال ۲۰۲۱ تیم بهره‌بردار پروژه، مسئولیت نگهداشت تولید را بر عهده گرفته‌اند و هرگونه عملیات برروی چاه‌ها با نظر فنی مدیریت پروژه انجام می‌شود.

• واگذاری بهره‌برداری به بخش خصوصی در کشور نوباست. در تجربه‌های مشابه بخصوص در بخش نگهداشت تولید پس از پایان فعالیت‌های توسعه‌ای مشکلات زیادی در اجرا پیش آمد، مثلاً در میدان آذر انجام برخی فعالیت‌ها مانند اسیدکاری و نمودارگیری برای نگهداشت تولید ضروری بود ولی چون در قرارداد هزینه آنها دیده نشده بود. تصمیم‌گیری در خصوص انجام آنها بسیار زمانبر بود که تولید میدان را با چالش و تهدید مواجه می‌کرد. آیا در این پروژه راهکاری برای رفع این قبیل مشکلات دیده شده است؟

در این پروژه هم حفر چاه‌های جدید یعنی تولید و توسعه برعهده ماست و هم تولید صیانتی از چاه‌های جدید و چاه‌هایی که هم اکنون در این میدان تولید دارند. بصورت واضح در قرارداد ذکر شده که هر عملیاتی که در زمان بهره‌برداری برای تولید صیانتی از چاه‌ها لازم باشد پیمانکار موظف به انجام آن است. پس در خصوص بند اول سوال شما نگرانی وجود ندارد و تمامی فعالیت‌های مورد نیاز برای حفظ و نگهداشت تولید انجام خواهد شد. در مورد هزینه این قبیل فعالیت‌ها هم جای نگرانی نیست چون نوع

• شرکت کیسون از چه زمانی وارد پروژه‌های نفتی شد؟

فعالیت‌های نفتی شرکت کیسون با تمرکز بر صنایع پایین دستی صنعت نفت با فازهای ۱، ۲، ۳، ۴ و ۵ پارس جنوبی و احداث تلمبه خانه‌های خط لوله نکاء به ری در سال ۱۳۷۷ آغاز شد. پروژه تزریق گاز به میدان نفتی آغاچری، پتروشیمی نوری، فاز ۱۲ پارس جنوبی، پتروشیمی دنا، بوشهر و سبلان و مخازن ذخیره نفت استراتژیک جاسک از دیگر طرح‌هایی بود که شرکت کیسون بصورت EPC متولی انجام آنها بوده و یا در دست اجرا دارد.

در سال ۱۳۹۱ شرکت نفت و گاز انرژی کیسون (KOGC) در مجموعه شکل گرفت و مسئولیت حضور در پروژه‌های بالادستی صنعت نفت به این شرکت زیرمجموعه کیسون واگذار شد. انجام مطالعات مخزنی و تهیه MDP برای تعدادی از مخازن نفتی کشور که شرکت نفت قصد داشت طرح توسعه آنها را به بخش غیر دولتی واگذار کند توسط تیم مهندسی KOGC انجام شد و حتی در توسعه میدان سپهر توافقی‌ها منجر به امضای HOA با شرکت ملی نفت شد ولی بدلیل اولویت بندی طرح‌های توسعه‌ای چون این میدان جزء میادین مشترک نبود، توسعه آن از دستور کار خارج و توافقی حاصله به قرارداد منجر نشد.

بعد از مطرح شدن مدل جدید قراردادهای نفتی و ضرورت شکل‌گیری شرکت‌های داخلی اکتشاف و تولید (E&P)، شرکت کیسون نیز در این مسیر قرار گرفت و پس از ارزیابی‌های انجام شده جزء سومین گروه از شرکت‌ها، موفق به دریافت گواهینامه به عنوان یک شرکت E&P جهت انجام پروژه‌های توسعه‌ای شد.

• این گواهینامه بنام کیسون صادر شده است یا KOGC ؟

بر اساس شیوه‌نامه وزارت نفت گواهینامه برای شرکت‌هایی صادر می‌شود که جزء پیمانکاران EPC یا OSC نباشند به همین دلیل شرکت KOGC را معرفی کردیم. ولی وزارت نفت گواهینامه را بنام شرکت کیسون صادر کرد و قرار شد که بعدها این گواهینامه به شرکت KOGC منتقل شود اما با گذشت چندین سال هنوز این وعده محقق نشده است. این مطالبه بیشتر شرکت‌های E&P کشور است. گروه انرژی دانا، اوپک، گروه انرژی پاسارگاد و بقیه هم دقیقاً بر اساس شیوه‌نامه یکی از شرکت‌های زیرمجموعه شان را برای دریافت گواهینامه معرفی کرده‌اند. ولی شرکت ملی نفت آن را بنام مجموعه و گروه اصلی صادر کرده است. امیدواریم با رعایت شیوه‌نامه وزارت نفت به این مطالبه شرکت‌های E&P رسیدگی شود.

• در قالب قراردادهای IPC چه پروژه‌های به شرکت KOGC واگذار شده است؟

توسعه میادین چشمه خوش، دالپری و پایدار شرق به شرکت ما با مشارکت یک شرکت خارجی واگذار شده است. سهم شریک خارجی ۸۰ درصد و شرکت ایرانی ۲۰ درصد است. این مشارکت هم جزء الزامات این مدل قراردادی با هدف توانمندسازی شرکت‌های ایرانی است تا بتوانند پس از انجام یک پروژه با مشارکت شریک خارجی از

قرارداد از نظر مالی Open Capex است و هر سه ماه تمامی هزینه‌هایی که در بهره‌برداری توسط پیمانکار انجام می‌شود توسط شرکت ملی نفت پرداخت خواهد شد. در واقع ما به نیابت از شرکت ملی نفت در پروژه هزینه می‌کنیم و پیمانکار و سرمایه‌گذار نگران بازپرداخت هزینه‌ها نیستند. به این دو دلیل فکر می‌کنیم مشکلاتی که در قراردادهای اولیه IPC وجود داشت در این پروژه تکرار نخواهد شد.

• تفاوت عمده قرارداد شما با پروژه‌ای مثل آذر مدل تولید از چاه‌ها است. نگهداشت تولید از میدانی که تمام چاه‌های آن با ESP تولید می‌کنند یعنی سالی میانگین یک عملیات تعمیری برای پمپ‌های درون چاهی که مستلزم استقرار دکل و یک زمان حداقل یک‌ماهه برای تعمیر چاه است، در طول ۱۰ سال بهره‌برداری شاید به اندازه هزینه حفاری یک چاه صرف تعویض پمپ‌های درون چاهی هر چاه تولیدی شود. برای این موضوع چه راهکاری در این پروژه دیده شده است؟

به نکته بسیار مهمی اشاره کردید، در پروژه‌های این چنینی که روش تولید چاه‌ها با پمپ‌های درون چاهی است مهمترین چالش پروژه همین موضوع است. اینکه در طراحی، انتخاب، تأمین و نصب پمپ‌ها به گونه‌ای عمل کنیم که مدت زمان کارکرد پمپ‌ها را بالا ببریم و تعداد عملیات تعمیری در حین بهره‌برداری کاهش پیدا کند. البته قدری بیشتر از این هم پیش‌بینی کرده‌ایم که بتوانیم با استفاده از دکل‌های تعمیراتی سبک (Snubbing Unit) هزینه عملیات تعمیر چاه‌ها را کاهش دهیم. بدلیل اینکه در عملیات تعمیر چاه‌های پمپی بیشتر از هزینه تعویض پمپ‌ها هزینه استقرار دکل به پروژه تحمیل می‌شود. طرح دیگری در حال مطالعه است که بتوانیم عملیات تعویض پمپ‌های درون چاهی را با دستگاه لوله مغزی سیار انجام دهیم. اگر موفق به اجرایی کردن آن بشویم هزینه‌ها را خیلی کاهش می‌دهد. در قرارداد هم شریک خارجی ملزم به انتقال تکنولوژی است که استفاده از لوله مغزی سیار برای نصب پمپ‌ها یکی از مصادیق این انتقال تکنولوژی است.

تکنولوژی دیگری که شریک خارجی را ملزم به استفاده در افزایش تولید چاه‌های این میدانی کرده‌ایم شکافت هیدرولیکی (Hydraulic Fracturing) است که یکی از روش‌های متداول EOR در دنیا است. اما بدلیل محدودیت‌های بین‌المللی کمتر در توسعه میدانی کشورمان مورد استفاده قرار می‌گیرد.

• باتوجه به اینکه شرکت‌های خارجی در زمینه پژوهش و توسعه در خصوص پمپ‌های درون چاهی جزء شرکت‌های پیشگام در دنیا هستند چه تکنولوژی‌های مرتبط با این پمپ‌ها در این پروژه به کشورمان منتقل خواهد شد؟

براساس قرارداد هر کالایی که توسط شریک خارجی تأمین می‌شود باید دارای تکنولوژی روز دنیا باشد. تحقق این امر مستلزم این است که ناظرین قرارداد در شرکت ملی نفت در زمان تأیید شرح کالایی که توسط شریک خارجی ارائه می‌شود، چک کنند آیا شرح فنی با تکنولوژی روز دنیا تطابق دارد یا خیر. DPOP ارائه شده توسط پیمانکار به دقت توسط ناظرین شرکت ملی نفت ایران مورد ارزیابی قرار گرفته و تأیید شده است و در زمان اجرای پروژه هم ضمانت اجرایی آنچه در پیشنهاد فنی ارائه شده نظارت دقیق است تا آنچه را که پیمانکار از نظر به روز بودن تکنولوژی

تجهیزات عنوان کرده عین آن را رعایت کند. البته می‌دانید که تمامی پیمانکاران و سازندگان معرفی شده توسط پیمانکاران باید در فهرست بلند وزارت نفت (AVL) ثبت شده باشند و هیچ کالایی در پروژه خرید نخواهد شد مگر اینکه ناظرین شرکت ملی نفت سازنده آن را تأیید کنند.

• در این پروژه چند درصد نیروی انسانی داخلی است و کدام یک از کالاهای ایرانی خواهد بود؟

براساس پیوست‌های قرارداد چه در بخش نیروی انسانی و چه کالا و تجهیزات و سرویس‌ها اگر توان داخلی از نظر فنی پاسخگوی نیاز پروژه باشد باید از توانمندی داخلی استفاده شود. اگر قدری جزئی‌تر بگویم در شرکتی که هم اکنون برای بهره‌برداری از چاه‌ها با شریک خارجی تشکیل داده ایم بیشتر از ۶۰ درصد نیروی انسانی ایرانی است و در زمان اجرای پروژه مدیران مختلفی از شریک خارجی هستند که برای جایگزینی آنها در قرارداد اینگونه دیده شده که پس از سال ششم در هر بخش مدیر شرکت خارجی با معاونش که ایرانی است جایگزین خواهد شد و نفر خارجی به عنوان معاون نفر ایرانی تا پایان زمان ۱۰ سال بهره‌برداری در پروژه حضور خواهد داشت.

در مورد کالا و تجهیزات هم ملاک وندور لیست وزارت نفت است که موظف به استفاده از تجهیزات در چارچوب آن هستیم. حتی در مورد پیمانکارانی که بکار می‌گیریم هم باید در وندور لیست نفت باشند.

• با این اوصاف آیا سهم ۵۱ درصدی استفاده از توان داخلی در این پروژه رعایت شده است؟

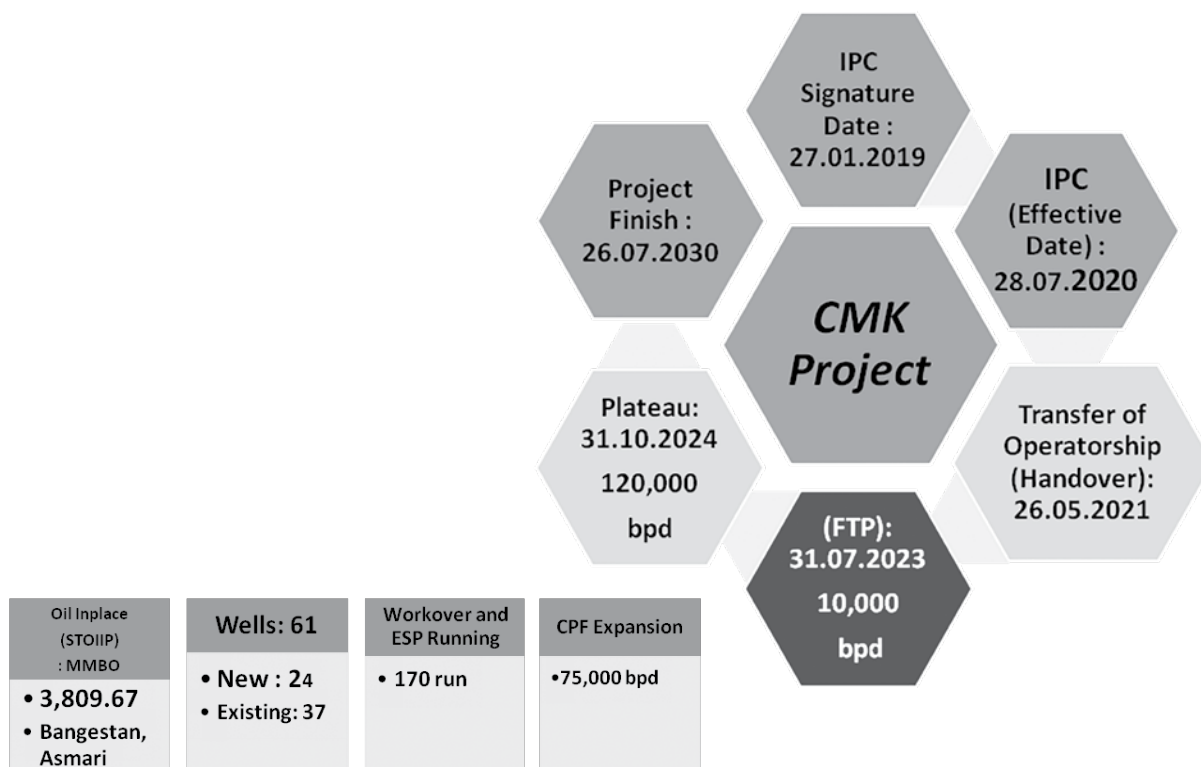
دقیقاً. به جرأت می‌توانم بگویم که بیشتر از این درصد هم محقق خواهد شد. رویکرد ما این است که از توان داخلی حداکثر استفاده را ببریم و امیدواریم که در عمل نیز موفق به انجام آن بشویم. تنها کالایی که شریک خارجی اصرار به استفاده از تجهیزات ساخت کشور خودش دارد همین پمپ‌های درون چاهی است که در موردش صحبت کردیم. البته در قرارداد به جهت انتقال تکنولوژی تکلیف شده و سعی داریم که آموزش‌های لازم برای طراحی، نصب و تعمیرات در این قالب انجام پذیرد و ترتیبی دهیم شریک خارجی کارگاه تعمیرات ESP را در ایران راه‌اندازی کند و در قدم بعدی با انتقال کامل تکنولوژی قصد داریم شرایط ساخت این پمپ‌ها در کشور را مهیا کنیم.

• کارگاه تعمیرات ESP قبلاً در کشور راه‌اندازی شده و به نظر می‌رسد باوجود ۲ تعمیرگاه مجهز پمپ‌های درون چاهی دیگر نیازی به سرمایه‌گذاری و ایجاد تعمیرگاه جدید در کشور نیست.

اگر شریک خارجی ما بتواند این انتقال تکنولوژی را انجام بدهد بدون شک در صدد استفاده از توان این کارگاه‌های تعمیراتی خواهیم بود و ما هم مایل به سرمایه‌گذاری در حوزه‌هایی نیستیم که ارزش افزوده‌ای برای صنعت نفت کشور نداشته باشد.

• قدری از پروژه چشمه خوش فاصله بگیریم، قراردادهای IPC که مدل قراردادی جدیدی برای صنعت نفت کشور بود بیشتر از اینکه نقد فنی شود نقد سیاسی شد. به عنوان مجری یکی از این قراردادها تاکنون با چه نکات قابل توجهی روبرو شده اید؟

قراردادهای IPC به دو دسته کلی تقسیم می‌شوند. دسته اول قراردادهایی



بنا باشد با نگاه شریک خارجی و بصورت Supply Man Power این نیروها برای پروژه تأمین شوند بدلیل اضافه شدن هزینه‌های مربوط به ارزش افزوده و مالیات حدود ۳۰ درصد هزینه‌های مربوط به مدیریت پروژه را افزایش خواهد داد.

نکته مهم دیگر استقرار دفاتر و مدیریت پروژه و نگهداری حساب‌های مالی پروژه در ایران است. در قرارداد به آن تأکید شده و در پروژه ما رعایت نگردیده و مشکلات زیادی را ایجاد کرده است و انتظار داریم این موضوع از طرف شرکت ملی نفت بر اساس قرارداد برای شریک خارجی نادیده گرفته نشود.

• در بخش تأمین مالی این قراردادها چه مشکلی وجود دارد؟

مهمترین چالش این قراردادها تأمین مالی آنهاست. در حال حاضر شریک خارجی نه سهم سرمایه‌گذاری شریک ایرانی را می‌پذیرد و نه شرایط را برای سرمایه‌گذاری شریک ایرانی تسهیل می‌کند که البته بخشی از آن بدلیل محدودیت موجود در روابط بین المللی است. اما برای تأمین سرمایه از منابع داخلی هم اصطلاحاً این قراردادها بانک پذیر (Bankable) نیست. در صورتی که اگر تغییراتی در شرایط مالی قراردادها لحاظ شود امکان تأمین سرمایه از منابع داخلی و حتی خارجی برای این قراردادها فراهم خواهد شد که مهمترین راهکارهای رفع این مشکل عبارتند از:

۱. اسناد قرارداد و عواید ناشی از آن به عنوان وثیقه از طرف بانک‌های داخلی پذیرفته شود.
۲. مالکیت تجهیزات پروژه تا پایان زمان بهره‌برداری و تحویل پروژه به شرکت ملی نفت به پیمانکار واگذار شود.
۳. عواید آتی میدان توسعه داده شده در دفتر رسمی پیمانکار ثبت شود.
۴. امکان فروش نفت تولید شده از میدان توسط پیمانکار به نسبت سرمایه‌گذاری انجام شده فراهم شود.

که با شرکت‌های E&P ایرانی بسته می‌شوند و دسته دوم قراردادهایی که با مشارکت یک شرکت داخلی و شریک خارجی آنها منعقد می‌شود. مواردی که بنده به آنها می‌پردازم در خصوص قراردادهای دسته دوم است که پروژه چشمه خوش را هم شامل می‌شود. این مدل قراردادها در سطح بین المللی توسط دستورالعمل IFRS پایش می‌شوند. در فصل ششم این شیوه نامه جهانی تصریح شده که اگر سهم شریک داخلی بیش از بیست درصد باشد دیگر نقش شریک داخلی در پروژه Non Operative نخواهد بود و در تصمیم‌های مهم و حیاتی تأثیرگذار خواهد بود. پس این نکته مهمی است که در تمامی قراردادهایی که می‌خواهیم با شریک خارجی ببندیم حتماً سهم شریک ایرانی را حداقل بیست درصد و یا بیشتر در نظر بگیریم.

نکته دوم شفاف شدن حجم و میزان کار قابل واگذاری به شریک ایرانی در بخش In House Services است. این بخش خدمات فنی و مهندسی و مدیریتی پروژه را شامل می‌شود و ضرورت دارد که جزئیات آن در متن قرارداد آورده شود. چرا که در زمان اجرا تعیین اینکه چه خدماتی و چه حجم از آن خدمات باید به شرکت‌های ایرانی واگذار شود بسیار مشکل ساز خواهد بود. کما اینکه در پروژه چشمه خوش با گذشت بیش از یکسال از اجرایی شدن قرارداد هنوز نتوانسته‌ایم در مورد یکی از خدمات قابل واگذاری به توافق برسیم. به سبب آنکه در قرارداد میزان کار قابل واگذاری به شرکت‌های ایرانی و نیز سازوکار مالی آن در این بخش شفاف نشده است. نکته سوم در مورد نیروهای ایرانی است. که مقرر شده در بخش سازمان مدیریت پروژه و بهره‌برداری پروژه استفاده شوند. نوع نگاه شریک خارجی به نیروهایی که از طرف KOGC به پروژه معرفی می‌شوند بصورت Man Power Supply است در صورتی که باید بخشی از مدیریت پروژه توسط نیروهای ایرانی انجام شود و هزینه‌های مربوط به هزینه‌های جاری پروژه شارژ شود. این مشکل هم بدلیل شفاف نبودن روابط مالی بخش Secondment Agreement قرارداد با تکلیف مانده است. از طرفی اگر

۵. اجازه استفاده از توان اجرایی شرکاء ایرانی و شرکت‌های زیر مجموعه آنها از طریق حضور در مناقصه‌های پروژه (که به زنجیره تأمین مالی پروژه کمک می‌کند) داده شود.

این‌ها مهمترین مواردی است که اگر در قراردادهای IPC دیده شود و مصوبات آن انجام پذیرد این مدل قراردادهای را بانک پذیر کرده و شرایط تأمین مالی آنها را تسهیل می‌کند.

• آیا قانون اجازه فروش نفت تولیدی را به پیمانکار توسعه دهنده میدان می‌دهد؟

در قانون اساسی هر شخص حقیقی یا حقوقی که یک معدن زیرزمینی را به بهره‌برداری می‌رساند در تولید آن سهم است ولی برای نفت تولیدی از چاه‌ها که نوعی معدن زیر زمینی است این قانون لحاظ نمی‌شود؛ باید چاره‌ای برای آن اندیشیده شود. در مورد پذیرش اسناد قرارداد به عنوان وثیقه بانکی با پیگیری‌هایی که انجام دادیم در بودجه سال ۱۳۹۸ گنجانده شد ولی در سال بعد از ردیف بودجه سالیانه حذف شد. این هم از مطالبات شرکت‌های E&P است که این موضوع تحت عنوان یک قانون ثابت در تمامی سال‌ها در ردیف بودجه‌های سالیانه دیده شود.

موضوع مهم دیگر نحوه واگذاری پروژه‌ها به شرکت‌های ایرانی است. اینکه شرکت ملی نفت اول سراغ شریک خارجی می‌رود و موارد فنی و مالی پروژه را با طرف خارجی نهایی می‌کند بعد سراغ شریک ایرانی می‌آید، در واقع شریک ایرانی از زمانی وارد پروژه می‌شود که همه موضوعات فنی و مالی بسته شده است. در صورتی که واضح است شرکت‌های ایرانی با دانش متخصصان داخلی اشراف بیشتری به مبادین نفت و گاز کشور دارند و می‌توانند در زمان نهایی شدن DPOP نقش مهمی در تأمین منافع کشور داشته باشند که تاکنون این رویه انجام نشده است. آخرین نکته در خصوص این قراردادها Open Capex بودن قرارداد است، به این معنی که هر تصمیمی که بار مالی داشته باشد باید به تأیید شرکت ملی نفت برسد که یک فرایند بسیار طولانی و زمانبر است و به همین دلیل پروژه را با تأخیر مواجه می‌کند، در صورتی که اگر بخش مالی توسعه میدان در قرارداد بصورت Fixed Capex بسته شود مدت زمان برای این تصمیم‌گیری‌ها از زمان کلی پروژه کم خواهد شد و

کاهش محسوس هزینه‌های پروژه را بدنبال خواهد داشت.

• روند انتخاب پیمانکاران فرعی در این مدل قراردادی چگونه است؟

برای تمامی خدمات و سرویس‌های مورد نیاز پروژه تیم مدیریتی متشکل از شریک خارجی و ایرانی مجاز به انجام مناقصه است. ولی تأیید نهایی توسط کارفرمای اصلی (شرکت ملی نفت) انجام می‌شود. البته یک بند مبهم و چالش برانگیز در این بخش وجود دارد که استفاده حداکثری از توان داخلی را با مخاطراتی مواجه کرده است. شرکت ملی نفت اعلام کرده استفاده از پیمانکاران فرعی پروژه از میان شرکت‌های تابعه شریک ایرانی منوط به تأیید این شرکت است ولی تاکنون هیچ تأییدیه‌ای برای استفاده از پتانسیل فنی و خدماتی موجود در شرکت‌های زیرمجموعه شرکت‌های E&P به عنوان پیمانکاران فرعی پروژه‌هایی که شرکت مادر تخصصی عهده دار انجام آن است، صادر نشده است. تیم کارشناسی نفت معتقد است اگر شرکت‌های وابسته به پیمانکار اصلی در مناقصه‌های سرویس‌ها و خدمات فنی مهندسی شرکت کنند نوعی تضاد منافع ایجاد می‌شود و این در حالی است که تمام مناقصه‌گرها به صورت یکسان در مراحل مناقصه اطلاعات دریافت می‌کنند و شرکت‌ها به اطلاعاتی بیشتر از اسناد مناقصه‌ها همانند سایر مناقصه‌گران دسترسی ندارند و تمامی مراحل هر مناقصه نیز توسط شرکت ملی نفت نظارت می‌شود و بدون تأیید شرکت ملی نفت هیچ مرحله‌ای از مناقصه‌ها یک گام هم رو به جلو بر نمی‌دارد. تنها مرحله‌ای که توسط پیمانکار می‌تواند اثر گذار باشد ارزیابی فنی و امتیاز فنی است. آن هم با نظر شرکت نفت انجام و تأیید می‌شود و قابل مدیریت و نظارت دقیق است.

این محدودیت سبب شده پتانسیل بسیار خوبی در بخش طراحی، مهندسی، نظارت و اجرایی که در مجموعه‌ای مانند کیسون وجود دارد در اختیار پروه‌های خودش قرار نگیرد. در واقع سرمایه‌گذاری قابل توجهی که بابت شکل‌گیری این توانمندی در شرکت‌ها ایجاد شده در پیشبرد پروژه‌های خود شرکت‌ها بکار گرفته نمی‌شود. مجموعه کیسون ۲۳ شرکت فنی مهندسی در زیر مجموعه خود دارد و هزاران نفر کارشناس زبده و مجرب ایرانی را شامل می‌شود ولی قادر به استفاده از آنها در پروژه توسعه میدان چشمه خوش نیست.





زنجیره خدمات بالادستی در چرخه کامل عمر مخزن



ذخیره سازی

- ذخیره سازی زیرزمینی گاز
- مدیریت CO2



توسعه

- زمین شناسی دقیق منطقه ای
- لرزه نگاری سه بعدی (عملیات - پردازش - تفسیر و روان سازی)
- پتروفیزیک
- مهندسی مخزن
- شبیه سازی مخزن
- تکنولوژی های چاه
- محاسبات اقتصادی (مهندسی مفهومی)



تولید

- مدیریت منابع
- مدیریت مخازن
- پایش مخزن
- انطباق تاریخچه تولید
- بهینه سازی تولید
- ازدیاد برداشت



اکتشاف

- مطالعات ناحیه ای
- ارزیابی سیستم های هیدروکربوری
- مدل سازی سه بعدی حوزه
- لرزه نگاری دوبعدی / سه بعدی (عملیات - پردازش و تفسیر)
- تشخیص نواحی یا پتانسیل مخزنی
- تهیه بانک داده ها و اطلاعات

KOGC FIELDS OF ACTIVITIES



خدمات تخصصی :

تهیه برنامه جامع توسعه میادین (MDP)

خدمات مهندسی حفاری :

شامل طراحی چاه و برنامه تعمیرات و حفاری و گل

- مدیریت و راهبری دکل های حفاری
- تعمیر و نگهداری تجهیزات دکل
- خدمات حفاری یکپارچه
- خدمات لجستیک دکل های حفاری
- خدمات چاه های تعمیراتی
- خدمات اسیدکاری
- خدمات انگیزش چاه
- خدمات لوله مغزی سیار
- خدمات تزریق نیترژن
- خدمات حفاری انحرافی و افقی
- خدمات لوله گذاری
- خدمات مانده یابی
- خدمات کنترل پسماند
- خدمات سیمانکاری
- خدمات تامین گل حفاری
- خدمات تاج چاه
- خدمات نمودارگیری حفاری



آیا تعریف شرکت‌های (E&P) با واقعیات کنونی حاکم بر صنایع بالادستی نفت ایران تناسب دارد؟



عباس گودرزی ارجمند
کارشناس شرکت مهندسی و توسعه نفت

شده نیازمند بازنگری است تا منطبق بر شرایط حاکم بر صنایع بالادستی کشور عزیزمان بوده و با بهره‌گیری از تجربیات ارزشمند سال‌های اخیر در توسعه و تولید و راهبری میادین (به ویژه در میادین نفتی آذر و یاران) منجر به پیشرفت‌ها و نتایج قابل قبول و ملموس در این زمینه شود.

پیشنهاد:

توسعه، بهره‌برداری و راهبری میادین آذر و یاران (همچنین توسعه میادین سپهر و جفیر در آینده نزدیک) خروجی‌ها و تجربیات بسیار ارزشمندی داشته و خواهد داشت که با بهره‌برداری از آنان می‌توان به جمع بندی بهتر و متناسب‌تری برای بازنگری موضوع پرداخت.

آنچه در این میادین نفتی رخ داد، تأسیس و تجهیز و ارتقاء شرکت‌های توسعه دهنده (شرکت سروک آذر برای میدان آذر و شرکت پرشیا برای میدان یاران) بود. بدین صورت که در طول روند توسعه، با آغاز تولید زود هنگام پایه گذاری و سپس ارتقاء مهندسی تولید و بهره‌برداری، عملیات مهندسی مخازن و پتروفیزیک و به موازات در ادامه شرکت‌های عملیات بهره‌برداری و نگهداری (O & M) ارتقاء یافته، آموزش دیده و توانمند شدند و با تجمیع این توانمندی‌ها اعم از نیروهای انسانی متخصص و ماهر، تجهیزات و تأسیسات تولید و ... در واقع نوعی زایش و ارتقاء معنا دار پدید آمد. البته نه به نام غلط‌انداز اکتشاف و تولید بلکه به نام توسعه و تولید (D & P)، چرا که اساساً اکتشاف بسیار تخصصی و در کشور ما تقریباً تنها در حیطه فعالیت مدیریت اکتشاف نفت است.

تقریباً اتفاقی مشابه برای شرکت توسعه نفت و گاز پرشیا (زیر مجموعه ستاد اجرایی فرمان امام (ره)) در میدان یاران افتاد و در آینده نزدیک نیز برای شرکت گسترش انرژی پاسارگاد خواهد افتاد.

بنابراین به نظر مسیر درست و منطبق بر شرایط صنایع بالادستی نفت و گاز کشور ما عبارت است از محول کردن اکتشاف و اطلاق نمودن واژه‌ی اکتشاف به مدیریت مربوطه خود و تکرار فعالیت تشریح شده فوق در دیگر شرکت‌ها و مجموعه‌های توانمند و دارای پتانسیل کافی است تا با ورود آنان به توسعه میادین (در ابتدا میادین کوچکتر با نیاز به سرمایه گذاری محدودتر) در آینده شاهد ارتقاء معنادار و واقعی بیشتر و ظهور و پدید شرکت‌های توسعه و تولید باشیم، لذا قویاً توصیه می‌شود نسبت به بررسی موضوع و بازنگری و تبدیل آن به شیوه و روشی که منجر به ارتقاء دانش و تجربه در توسعه و تولید و راهبری میادین نفتی در همه‌ی بخش‌های خصوصی و دولتی در کشور شود، برنامه‌ریزی لازم و اقدام جدی صورت پذیرد.

همزمان با طی مراحل نهایی مذاکرات برجام، با تصور و امید واهی حضور شرکت‌های بزرگ غربی در صنعت نفت و گاز ایران، وزارت نفت دست به اقدامات عجیبی زد که نمونه بارز آن اخراج یکطرفه شرکت CNPC از میدان مهم و عظیم آزادگان جنوبی بود. تبعات فنی و عملیاتی و عدم نفع تولید آن همچنان گریبانگیر صنعت نفت کشور و این میدان نفتی مظلوم هست. امید واهی برای حضور شرکت‌های بزرگ غربی و انجام فعالیت‌های تبلیغاتی وزارت نفت، یکی از تصمیم‌ها الزام همکاری با یک شرکت ایرانی از بین شرکت‌های توانمند در زمینه اکتشاف و تولید با شرکت‌های توسعه دهنده‌ی خارجی بود که این موضوع منجر به بررسی، شناسایی و انتخاب شرکت‌های داخلی و اعلام صلاحیت آنان با نام شرکت‌های E & P شد.

همانگونه که از نام این شرکت‌ها بر می‌آید، انتظار می‌رود که یک شرکت اکتشاف و تولید از میادین نفتی و گازی دارای توان سرمایه گذاری‌های کلان، انجام مطالعات جامع مهندسی مخازن، تهیه MDP، مدیریت فعالیت‌های مطالعاتی و عملیاتی اکتشافی و دارای تجربیات مدیریت تولید، بهره‌برداری و راهبری از تأسیسات بالادستی است.

پر واضح است که چنین مجموعه و تجمیعی از توانمندی‌ها و تخصص‌ها تنها در قد و قواری شرکت ملی نفت ایران است و لاغیر و شرکت‌های دارای توانمندی EPD/EPC و شرکت‌های مشاوره مهندسی و ... تنها می‌توانند خدمات دهندگان متعدد و متنوع به یک شرکت E & P واقعی باشند نه این که در آغاز کار برای چنین شرکت‌هایی برند اکتشاف و تولید صادر شود و این عنوان را به اشتباه با خود به یکدک بکشند.

وزارت نفت طی شیوه‌نامه‌ی شماره ۴۲۳۳۴۲ مورخ ۹۴/۹/۵ (خبرگزاری شانا - ۲۱ مرداد سال ۹۶) با هدف ارتقاء و ایجاد شرکت‌های با زمینه اکتشاف و تولید و بکارگیری ظرفیت‌های فنی-مهندسی داخل کشور، اقدام به دریافت مدارک از ۳۷ شرکت مختلف بالادستی و پایین دستی کرد و پس از ارزیابی‌های انجام شده ۸ شرکت حد نصاب لازم را کسب کرده و به نام E & P شناخته شدند، البته در ادامه و کمتر از یک سال تعداد این شرکت‌ها به ۱۱ و سپس به ۱۷ شرکت افزایش پیدا کرد.

تحلیل انتقادی:

تلاش در راستای به کارگیری ظرفیت‌ها، ارتقاء توانمندی‌ها و در پایان پدید آمدن شرکت‌های E & P به خودی خود پسندیده است. اما شیوه آن این گونه که در جریان است نادرست است و به نتیجه مطلوب شرکت ملی نفت نرسیده و نخواهد رسید. بنابراین به نظر می‌رسد که این مسیر پایه گذاری

نشست بررسی استراتژی های نوین برای کسب و کار شرکت های اکتشاف و تولید (E&P) ایرانی

اداره کل نظام فنی و اجرایی و ارزشیابی طرح ها



پیشنهاد های شانزده گانه برای تسهیل موانع قراردادهای شرکت های اکتشاف و تولید ایرانی (E&P)

در آن وجود دارد، می تواند منجر به رشد و توسعه کشور بخصوص این حوزه تأثیر گذار بشود و ضمن ایجاد اشتغال، توان داخلی را نیز در مقابله با تحریم ها و فشارهای خارجی دوچندان کند.

در این راستا تیم کارشناسان حقوقی شرکت نفت و گاز و انرژی کیسون که به عنوان یکی از شرکت های اکتشاف و تولید و در قالب طرح مشارکتی با یک شرکت خارجی طرح توسعه میدان چشمه خوش، دالپری و پایدار شرق را در قالب قراردادهای IPC برعهده دارد، هم زمان با اجرای قرارداد مذکور، طی یک و نیم سال گذشته با تمرکز بر روی موانع قانونی فعالیت های شرکت های اکتشاف و تولید مواردی را که لازم است به عنوان قانون در مجلس شورای اسلامی مصوب شود و نیز مواردی که به مصوبه هیأت وزیران و یا صدور بخشنامه های اجرایی از سوی وزارت نفت نیاز دارند را فهرست کرده و اهم آن از طریق «انجمن شرکتهای اکتشاف و تولید ایرانی» به مراجع سیاستگذار، قانونگذاران، هیأت وزیران و وزارت نفت ارائه کرده اند که بدلیل ضرورت توجه به رفع این موانع و اهمیت تصویب و ابلاغ هرچه سریع تر این قوانین و مقررات اصلاحی، چشم انداز نفت اقدام به انتشار این پیشنهادها می نماید.

در سال های اخیر که با اعمال تحریم های ظالمانه آمریکا علیه صنعت نفت ایران، حضور پیمانکاران و شرکت های خارجی در پروژه های نفتی کشور بسیار محدود شده است و از طرفی لزوم توسعه و بهره برداری از میادین نفت و گاز ایجاب کرده است تا شرکت های داخلی از تمامی ظرفیت و توان خود در زمینه اکتشاف و تولید نفت و گاز استفاده کنند. به رغم این فرصت ایجاد شده در مسیر فعالیت شرکت های اکتشاف و تولید ایرانی، برخی موانع قانونی وجود دارد که با رفع آنها و تصویب دستورالعمل های لازم ظرفیت فراوانی برای حضور سرمایه و نیروی انسانی ماهر و متخصص بخش خصوصی در حوزه نفت و انرژی بوجود می آید. واقعیت این است که در کشور منابع مالی، ظرفیت انجام کار و نیروی انسانی متخصص وجود دارد اما بدلیل فقدان قوانین مناسب حمایت کننده از سرمایه و توان داخل، پیوند آنها اتفاق نمی افتد.

به این مهم باید توجه کرد که نقدینگی فزاینده فعال در سفته بازی مانع توسعه و ایجاد اشتغال بوده و در نهایت تورم زاست و آفت اقتصاد کشور خواهد بود. در حالی که بکارگیری این نقدینگی در مسیر اهداف توسعه ای کشور بویژه در حوزه نفت و انرژی که ظرفیت های فراوان استفاده نشده

صندوق توسعه ملی در اعطای تسهیلات به بخش خصوصی و حفظ سطح سرمایه‌گذاری مولد در کشور، دولت مکلف است مازاد بر سقف و پس از اخذ تضامین معتبر تا سقف ۱۰۰ هزار میلیارد ریال، محموله نفت و میعانات گازی را به قیمت توافقی با فرمول تعیین شده در آیین‌نامه مرتبط با لحاظ قیمت‌های منطقی و متناسب با شرایط بازاریابی و ریسک‌های مرتبط، به متقاضیان معرفی شده توسط صندوق توسعه ملی در قالب تسهیلات ارزی (متناسب با سهم صندوق) و ریالی متناسب با سهم دولت واگذار کند.

دستورالعمل این بند شامل نرخ سود، مدت زمان تسهیلات، شرایط متقاضیان و مکانیزم قیمت‌گذاری نفت با رعایت قوانین و مقررات صندوق توسعه ملی، توسط سازمان برنامه و بودجه و وزارتخانه‌های نفت و صنعت، معدن و تجارت و اتاق بازرگانی، تهیه و به تصویب شورای اقتصاد خواهد رسید.

به دولت اجازه داده می‌شود تا سقف دو میلیارد دلار در سال از منابع صندوق توسعه ملی را به عنوان تضمین (رکن ضامن)، اصل و سود اوراق و سایر روش‌های جذب منابع از بازار سرمایه، به شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید دارای صلاحیت جهت سرمایه‌گذاری برای تولید یک میلیون بشکه نفت اضافی در روز از میادین و مخازن با اولویت میادین مشترک و به شرط وثیقه‌گذاری حداقل پانزده درصد از منابع توسط شرکت‌های مذکور، تخصیص دهد.

• امکان برداشت محموله نفت و میعانات گاز به ارزش معادل حجم سرمایه‌گذاری انجام گرفته شده

شرکت ملی نفت موظف است، با رسیدن شرکت‌های اکتشاف و تولید به مراحل مشخصی از قرارداد (که با توافق طرفین قرارداد تعیین می‌گردد) (به عنوان نمونه FTP تولید هدف اولیه) امکان برداشت محموله نفت و میعانات گازی به ارزش معادل حجم سرمایه‌گذاری انجام گرفته به عنوان مشوق تنفس سرمایه‌گذاری (تنفس خوراک) را فراهم نماید.

پیشنهاد بالا، با اقتباس از طرح حمایت از توسعه صنایع پایین دستی نفت خام و میعانات گازی مشابه سازی شده است.

شرکت ملی نفت موظف است به عنوان اعطای خوراک بدون دریافت بهای آن از زمان شروع بهره‌برداری طرح‌های موضوع این قانون، به تعداد روزی که ارزش آن معادل حجم سرمایه‌گذاری در مجوز صادره باشد به عنوان تسهیلات به شرکت مجری طرح، صرفاً از محل سهم سالانه صندوق توسعه ملی در سقف سهم سالانه آن صندوق اقدام کند.

(مرجع مجلس شورای اسلامی با اقتباس از طرح حمایت از توسعه صنایع پایین دستی نفت خام و میعانات گازی با استفاده از سرمایه‌گذاری مردمی مصوب ۲۴ تیر ۱۳۹۸)

• واگذاری مالکیت تأسیسات به شرکت‌های توسعه دهنده تا زمان اتمام بهره‌برداری

شرکت ملی نفت موظف است شرایط لازم اعم از تصحیح مقررات و مصوبات به جهت ایجاد مالکیت شرکت‌های سرمایه‌گذار بر تأسیسات سطح الارضی را تا زمان استهلاك اصل سرمایه و سود فراهم نماید تا این تأسیسات به عنوان بخشی از دارایی سرمایه‌گذار جهت دریافت وام و تسهیلات و ارزش‌گذاری در بورس پذیرفته شوند.

دولت مکلف است ابزار قانونی لازم جهت انعکاس درآمدهای آتی حاصل از پروژه‌های بالادستی نفت را در صورت‌های مالی شرکت‌های دارای صلاحیت اکتشاف و تولید، فراهم نماید.

پیشنهادهایی که نیاز به مصوبه مجلس دارند

• پذیرش اصل قرارداد شرکت‌های E&P با شرکت ملی نفت به عنوان وثیقه تسهیلات بانکی

بانک‌ها مکلفند، اصل قرارداد شرکت‌های اکتشاف و تولید ایرانی تأیید صلاحیت شده، برای توسعه میادین و تولید نفت، گاز و فراورده‌های نفتی فی‌مابین شرکت ملی نفت ایران و این شرکت‌ها و همچنین اصل قرارداد فروش نفت با شرکت ملی نفت ایران و عواید حاصل از قراردادهای موصوف را که در مراحل انعقاد قرارداد هستند و یا فرایندهای آن را طی می‌کنند، به عنوان وثیقه و تضمین بازپرداخت اصل و سود تسهیلات دریافتی شرکت‌های مذکور از بانک‌ها و همچنین وثیقه و تضمین مورد نیاز در بازار سرمایه بپذیرند. بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران و وزارت اقتصاد و دارایی مکلفند آیین نامه اجرائی این قانون را ظرف مدت سه ماه تهیه و طی تشریفات قانونی به اجرا بگذارند.

در صورتی که منابع حاصل از عایدات طرح‌های اکتشاف و تولید (میدان)، کفایت بازپرداخت تسهیلات اخذ شده در موعد مقرر بازپرداخت دیون را ننماید، به صندوق توسعه ملی اجازه داده می‌شود هفتاد درصد وجه مؤخرشده را در قالب تنفس پرداخت، در سررسیدهای آتی از بانک عامل مطالبه نماید.

این حکم طرح‌های پالایشگاهی و پتروشیمی جدید را نیز که در مرحله اخذ تأمین مالی خارجی (فاینانس) هستند، شامل می‌شود.

• تسهیلات مالی

به دولت اجازه داده می‌شود پس از عقد قرارداد با تأمین کننده خارجی، اقدامات قانونی لازم را برای تأمین سهم پانزده درصد تسهیلات مالی خارجی، (فاینانس) از محل منابع صندوق توسعه ملی به عمل آورد و در طرح‌های توسعه میادین نفت و گاز شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید هزینه کند.

به دولت اجازه داده می‌شود پس از گردش خزانه و پس از کسر سهم صندوق توسعه ملی و سهم چهارده و نیم درصد شرکت ملی نفت ایران تا مبلغ هزار میلیارد ریال از خالص بدهی‌های قطعی خود به اشخاص حقیقی، حقوقی، تعاونی و خصوصی که در چهارچوب مقررات مربوط تا پایان سال ایجاد شده از محل تحویل نفت و میعانات گازی به این اشخاص براساس قیمت رقابتی تا سقف قیمت بورس انرژی یا قیمت منطقه‌ای تسویه کند.

به بانک‌های عامل اجازه داده می‌شود همه ساله از محل منابع در اختیار نسبت به اعطای تسهیلات ارزی-ریالی به موارد زیر اقدام کنند:

اختصاص ۵/۱ میلیارد دلار به شرکت‌های اکتشاف و تولید تأیید صلاحیت شده، برای طرح‌های توسعه ای بالادستی نفت و گاز با اولویت میادین مشترک برای افزایش ضرب بازبافت مخازن و احیای میادین قدیمی و جمع‌آوری گازهای همراه بدون انتقال مالکیت نفت و گاز موجود در مخازن و تولیدی از آنها ولی با پذیرش حق انتقال مالکیت بر نفت و گاز تولیدی از آنها. آئین نامه اجرائی این قانون ظرف مدت سه ماه به پیشنهاد سازمان برنامه و بودجه با مشارکت وزارتخانه‌های نفت، امور اقتصاد و دارایی تهیه و به تصویب هیأت وزیران خواهد رسید.

• تسهیلات محموله نفتی

به منظور استفاده از ظرفیت تهاتر در صادرات نفت، حفظ و ارتقای مأموریت

پیشنهادهایی که نیاز به اصلاحیه مصوبه هیأت وزیران دارد

• حق تقدم شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید

شرکت ملی نفت موظف است قبل از انعقاد قرارداد با شرکت‌های خارجی در زمینه اکتشاف و تولید و توسعه میادین نفت و گاز، موضوع قرارداد را به شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید تأیید صلاحیت شده (بهتر است به شرکت مشترک) پیشنهاد بکند. فقط در صورت اعلام کسری عدم آمادگی شرکت‌های ایرانی، شرکت ملی نفت می‌تواند با شرکت‌های خارجی قرارداد منعقد کند. شرکت ملی نفت (وزارت نفت) مکلف است در قراردادهای منعقد شده با شرکت‌های خارجی در زمینه اکتشاف و تولید، این شرکت‌ها را ملزم کند در انتخاب شریک ایرانی حق تقدم (the right of first refusal) شرکت مشترک متشکل از شرکت‌های اکتشاف و تولید تأیید صلاحیت شده را رعایت کنند. صرفاً در صورت اعلام کتبی عدم آمادگی این شرکت، شرکت‌های خارجی می‌توانند شریک (Joint) خود را از سایر شرکت‌ها انتخاب کنند.

شرکت‌های خارجی اکتشاف و تولید برای انعقاد قرارداد، شراکت با شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید تأیید صلاحیت شده را نباید مشروط و منوط به آورده نقدی و سرمایه این شرکت‌ها بکنند. تأمین سرمایه برای پوشش هزینه‌های اجرایی پروژه، به عهده شرکت خارجی است و شرکت‌های ایرانی با تقبل فقط پنج درصد از میزان سرمایه‌گذاری باید به عنوان شریک شرکت‌های خارجی پذیرفته شوند و اقل سهم شرکت ایرانی در قرارداد ۲۰ درصد باشد. شرکت‌های خارجی اکتشاف و تولید مکلف هستند، پس از انعقاد قرارداد با مشارکت شریک ایرانی بعنوان پیمانکار با شرکت ملی نفت، برای اجرای قرارداد یک شرکت پروژه (SPV) با مشارکت شریک ایرانی در ایران تاسیس نمایند و کلیه مراحل قرارداد را توسط این شرکت به انجام رسانند.

• پیشنهاد افزایش نرخ بازگشت سرمایه

نرخ بازگشت سرمایه در قراردادهای IPC با روش محاسبه شرکت ملی نفت بین ۱۴،۵ الی ۱۵ درصد در نظر گرفته شده است، بمنظور تشویق و پوشش هزینه‌های سرمایه‌گذاری شرکت‌های E&P ایرانی، مشابه سرمایه‌گذاری در صنایع نفتی دیگر نرخ بازگشت سرمایه بین ۲۵ الی ۲۷ درصد به تناسب شرایط میدان محاسبه گردد.

مطابق با بند ۶ تصویب نامه هیئت وزیران شماره ۱۵۱۱۲۶ مورخ ۹۷/۴/۲ در خصوص طرح نگهداشت و افزایش تولید نفت از میدان‌های در حال بهره‌برداری در چهارچوب قراردادی EPD/EPC به همراه تأمین مالی آن، نرخ سود بهره انتظاری برای منابع مالی تأمین شده در حدود نرخ سود انتظاری فعلی صندوق توسعه ملی و احتساب هزینه‌های متعلقه در مورد طرح بالادستی نفت (۹٪ برای منابع ارزی) با سود متوسط بلند مدت بانکی برای منابع ریالی تعیین خواهد شد.

پیشنهاد تصریح همین بند در قراردادهای IPC با لحاظ کردن هزینه‌های واقعی پول و عنصر ریسک به عنوان یکی از اجزای تعیین کننده ریسک، مطابق ماده ۳ بند (ث) تصویب نامه هیئت وزیران به شماره ۵۷۲۲۵ مورخ ۹۵/۵/۱۶

• امکان تأمین مالی از طریق شبکه تأمین، زنجیره ارزش شرکت‌های اکتشاف و تولید

در راستای استفاده حداکثری از توان اجرایی شرکت‌های اکتشاف و تولید و شبکه تأمین آنها در استفاده بیشتر از تجارب و دانش فنی و تجهیزات شرکت‌های

ایرانی به جای آورده نقدی، کلیه اقدامات و عملیات اکتشاف و تولید در قراردادهای اکتشاف و تولید به پیمانکاران و سازندگان داخل مجموعه شرکت‌های اکتشاف و تولید تأیید صلاحیت شده و با روش کشف قیمت واگذار می‌شود.

• اصلاح قرارداد IPC در راستای کاهش میزان سرمایه با فایناس

شرکت ملی نفت مکلف است که حق برداشت از اولین افزایش تولید را به شرکت‌های اکتشاف و تولید (شرکت مشترک) اعطاء کند و با توافق و مشارکت شرکت‌های اکتشاف و تولید، میزان و نحوه آن را در قراردادهای فی ما بین پیش بینی کند. شرکت ملی نفت مکلف است جهت کوتاه سازی دوره بازگشت سرمایه از طریق مدت زمان باز پرداخت هزینه‌های سرمایه گذاری مستقیم، در خصوص میزان و نحوه اعمال‌شان در قرارداد IPC با شرکت‌های اکتشاف و تولید در قراردادهای فی ما بین توافق نمایند.

• الزام شرکت ملی نفت به پذیرش بازپرداخت تعهدات پیمانکاران به صندوق بانک‌های عامل

در صورت استفاده شرکت‌های پیمانکار از تسهیلات صندوق توسعه ملی یا تسهیلات بصورت یوآنس جهت تأمین مالی، شرکت ملی نفت ایران مکلف است تعهد بازپرداخت تعهدات پیمانکاران به بانک‌های عامل و صندوق توسعه ملی را در سررسید در چهارچوب تعهدات قراردادی پیمانکار را بپذیرد.

تذکر: متن پیشنهادی فوق الذکر با تفسیراتی در تبصره ۲ بند ۸ تصویب نامه هیئت وزیران شماره ۱۵۱۱۲۶ مورخ ۹۷/۴/۲ در خصوص طرح نگهداشت و افزایش تولید نفت از میدان‌های در حال بهره‌برداری در چهارچوب قراردادی EPD/EPC پیش بینی شده است. تنها باید در این تصویب نامه جمله‌ی «به شرکت نفت اجازه داده شده است» به جمله «شرکت نفت مکلف است» تغییر داده شود.

الزام شرکت ملی نفت به پذیرش بازپرداخت تعهدات پیمانکاران به صندوق بانک‌های عامل

• تعریف مکانیسم تأمین مالی داخلی با حمایت دولت، برای پروژه‌های اکتشاف و تولید، نظیر مکانیزم SPV پروژه‌های نگهداشت تولید و اوراق مشارکت با پشتوانه وثیقه گذاری دولتی

(مرجع، هیئت وزیران اقتباس از بند ۸ هیئت وزیران شماره ۱۵۱۱۲۶ مورخ ۹۷/۴/۲)

شرکت ملی نفت ایران مجاز است که با یک شرکت خصوصی اکتشاف و تولید (سرمایه گذار خصوصی SPV) در موارد زیر توافق کند.

- تأمین و اخذ تسهیلات مالی

- دریافت و برداشت نفت خام استحقاقی در سررسیدهای مقرر در سقف ۵۰٪ کل اضافه تولید و یا دلار اعتبارات با معرفی lifer مورد تأیید شرکت ملی نفت

- ایجاد صندوق پروژه‌های ارزی - ریالی

- انتشار اوراق مالی اسلامی ارزی و ریالی

• فعال سازی ظرفیت‌های قرارداد فروش نفت (قرارداد LTSA) پیوست قرارداد IPC در سقف میزان تعیین شده در تصویب نامه شماره ۵۷۲۲۵

هیئت وزیران

(مرجع شرکت ملی نفت و هیأت وزیران)

قرار دهد.

-شرکت‌های اکتشاف و تولید تأیید صلاحیت شده برای قراردادهای منعقد شده با شرکت ملی نفت در حوزه اکتشاف و تولید از پرداخت مالیات ارزش افزوده برای خرید کالا و خدمات مورد نیاز پروژه‌های اکتشاف و تولید با تأیید شرکت ملی نفت معاف است. در مورد مالیات بر درآمد نیز از معافیت‌های مالیاتی بشرح زیر برخوردار خواهند بود.

• مالکیت مشروط تأسیسات برای امکان وثیقه گذاری

(مرجع هیئت وزیران)

شرکت ملی نفت امکان حقوقی مالکیت مشروط یا انتقال مدت دار دارائی فیزیکی از قبیل تأسیسات سطح الارضی پروژه را فراهم خواهد کرد.
توضیح: مطابق بند (چ) ماده ۳ مصوبه شماره ۵۷۲۲۵۵ مورخ ۹۵/۵/۱۶ هیأت وزیران، تمام عملیات پیمانکار از تاریخ شروع قرارداد به نام و از طرف کارفرما انجام خواهد شد و کلیه اموال اعم از ساختمان‌ها، کالاهای، تجهیزات، چاه‌ها و تأسیسات تحت الارضی و سطح الارضی از همان تاریخ متعلق به کارفرما است. این تصویب نامه باید اصلاح شود و شرکت ملی نفت می‌تواند بطور موقت تا شروع دوباره بازپرداخت مطالبات در قبال اخذ وثیقه مناسب با انتقال مالکیت تأسیسات سطح الارضی و سایر تأسیسات، تجهیزات و دارائی‌های فیزیکی که در قرارداد اکتشاف و تولید مورد استفاده قرار می‌گیرد به نام سرمایه گذار E&P موافقت کند تا امکان وثیقه گذاری و دریافت تسهیلات برای سرمایه گذار فراهم شود.

• صدور اعلامیه بدهکار Debit note

(مرجع، هیأت وزیران، شرکت ملی نفت)

شرکت ملی نفت موافقت می‌کند که در دو مرحله (زمان تحقق FTPD و FTP) معادل کل هزینه‌های تأیید شده قراردادی تا تاریخ مزبور، اعلامیه بدهکار در وجه شرکت‌های اکتشاف و تولید ایرانی تأیید صلاحیت شده صادر کند. بدیهی است، نحوه تسویه اعلامیه بدهکار مذکور مطابق با شرایط قرارداد ایجاد نخواهد شد. معهدا موجبات وثیقه گذاری و تسهیل فرایند مالی و اعتباری برای شرکت‌های ایرانی را فراهم خواهد نمود.

• پیشنهاد حذف لزوم اخذ تأیید مقام مجاز شرکت ملی نفت روی

مصوبات کارگروه مشترک مدیریت JMC

(مرجع هیئت وزیران)

مطابق بند پ ماده (۶) تصویب نامه هیأت وزیران شماره ۵۷۲۲۵ از هر قرارداد کارگروه مشترک مدیریت قرارداد JMC تشکیل می‌شود که نظارت بر کلیه عملیات طرح را برعهده داشته باشد و تصمیمات فنی، مالی و حقوقی در چهارچوب قرارداد واگذاری پیمان‌های دست دوم و نیز برنامه عملیاتی سالیانه (AWPB) را اتخاذ نماید. مسئولیت اجرایی در چهارچوب برنامه عملیاتی مصوب به عهده طرف دوم قرارداد است. این کارگروه از تعداد مساوی نمایندگان طرف اول و دوم قرارداد با حق رأی مساوی تشکیل می‌شود. تصمیمات این کارگروه به اتفاق آراء است و به تأیید مقام مجاز در شرکت ملی نفت ایران برسد.

در قراردادهای بیع متقابل کمیته JMC نقش تصمیم گیرنده داشته است، لیکن در قراردادهای جدید بالادستی، IPC نقش JMC به مشاوره تنزل پیدا کرده است که ریسک ناشی از عدم تأیید یا تطویل زمان تأیید توسط مقام مجاز می‌تواند اقتصاد پروژه را تحت تأثیر قرار دهد. بویژه اینکه مقام مجاز شرکت ملی نفت ایران مشخص نشده است.

در تصویب نامه مذکور تا سقف تولید روزانه یک میلیون بشکه نفت خام و ۲۵۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی پیش بینی شده است. جهت استفاده از آن به صورت ضمانت ماده ۳ مصوبه، پیشنهاد به صورت زیر اصلاح می‌شود.
در قراردادهای اکتشاف و تولید IPC سرمایه گذار (پیمانکار) حق انتخاب نحوه تسویه حساب بصورت نقد Cash یا محصول میدان (in-kind) در زمان مذاکرات قراردادی را دارد.

در صورتی که پیمانکار پس از پذیرش و امضای قرارداد بصورت نقد یا محصول میدان (in-kind) به دلایلی امکان یا تمایل استفاده از این امکان یا حق را نداشته باشد، می‌بایست سه ماه قبل از سررسید بازپرداخت هزینه‌ها، شرکت ملی نفت را مطلع کند. در این صورت پیمانکار ملزم به تقبل هزینه‌های بازاریابی نفت مربوط به محموله سررسید شده است و تا سه ماه مستحق دریافت هیچگونه جریمه‌ای بابت تأخیر در بازپرداخت هزینه‌های پروژه از طرف کارفرما نیست تذکر ۱: در شرایطی که به دلایل غیر منتسب به پیمانکار فروش نفت توسط خود پیمانکار به Lifter معرفی شده توسط نامبرده محقق نگردد و طبق شرایط مندرج در قرارداد Lifter، فروش نفت به Lifter را شرکت ملی نفت به انجام برساند، فعالیت‌های هزینه‌های بازاریابی نفت به عنوان جریمه به پیمانکار تحمیل نگردد. (مرجع وزارت نفت - هیأت وزیران)

تذکر ۲: مطابق بند پ ماده ۳ تصویب نامه هیأت وزیران شماره ۵۷۲۲۵ تشخیص پرداخت به پیمانکار از طریق تحویل محصول میدان یا مخزن یا عواید آن به جای محصول تا پایان بازپرداخت مطالبات پیمانکار با شرکت ملی نفت ایران است.

• افزایش سقف ۵۰ درصدی قدرالسهم از نفت اضافه تولیدی جهت تسویه هزینه‌ها، در راستای افزایش مطلوبیت اقتصادی قراردادهای اکتشاف و تولید و افزایش میزان سرمایه گذاری در این پروژه‌ها

(مرجع هیأت وزیران)

هیئت دولت در جلسه مورخ تصویب نمود «در صورتی که قیمت نفت خام در سال‌های اجراء و دوره باز پرداخت اقساط مطالبات کاهش یابد، به منظور پیشگیری از اختلال در جریان نقدینگی طرح، شرکت ملی نفت ایران موظف است ارقام بازپرداخت را تا ۷۰٪ از کل درآمد اضافی حاصله به بازپرداخت مطالبات شرکت‌های E&P اختصاص دهد.

این موضوع قبلاً در قالب مصوبه ۱۵۱۱۲۶ مورخ ۹۷/۴/۲ برای قراردادهای EPD/EPC پیش بینی شده است.

• اصلاح متناسب شرایط قرارداد های IPC با شرایط شرکت های ایرانی اکتشاف و تولید

مرجع هیئت وزیران / مجلس شورای اسلامی

شرکت ملی نفت موظف است برای افزایش مطلوبیت اقتصادی قراردادهای ارتقاء توان رقابتی شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید تأیید صلاحیت شده با همکاری شرکت مشترک نفت و گاز و اتاق صنعت، معدن، تجارت و کشاورزی ایرانی قرارداد را مورد بازنگری و اصلاح قرار دهد و متن متفاوت برای شرکت‌های ایرانی و خارجی تدوین کند.

- جهت افزایش توان رقابتی شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید با هدف تحقق الزامات و سیاست‌های اقتصاد مقاومتی و رونق کسب و کار، دولت مکلف است جهت خرید تجهیزات، ماشین آلات و لوازم مورد نیاز شرکت ایرانی اکتشاف و تولید (تأیید صلاحیت شده) در قراردادهای منعقد شده با شرکت ملی نفت ایران و با تأیید این شرکت ارزش ترجیحی (نیمایی، دولتی و ...) در اختیار این شرکت‌ها

Swatex اولین برند ایرانی Swell Packer

پکرهای متورم شونده با سیال (آب، نفت یا گاز) یکی از مهمترین ابزارهای تقویت یکپارچگی چاه (well integrity) به شمار می‌رود که همزمان با رانش لوله جداری به منظور تقویت یکپارچگی سیمان (cement Integrity) در نواحی با احتمال نشتی سیال - از داخل مخزن به سیمان و در نهایت درون فضای حلقوی چاه - نصب می‌گردد. نحوه عملکرد این ابزارها بدین نحو است که پس از تماس سیال مد نظر با پکر، مکانیزم متورم شدن (Swelling) فعال شده و امکان ادامه مسیر سیال را مسدود می‌سازد.

شرکت توسعه محصول کیا صنعت شریف (TOMEX)، به عنوان شرکت دانش بنیان منشعب از دانشگاه صنعتی شریف، اولین و تنها شرکت داخلی متخصص در زمینه فرمولاسیون، طراحی، ساخت و تست تجهیزات متورم شونده با انواع سیال، در سال ۱۳۹۹ موفق به رانش و نصب اولین پکر متورم شونده با سیال (مبتنی بر فناوری نانو) ساخت داخل در میدان نفتی آذر گردید.

تاکنون بالغ بر ۶ عملیات میدانی موفق در چاه‌های مختلف با استفاده از پکرهای متورم شونده با موفقیت کامل انجام گرفته است.

ویژگی‌ها و مزایای پکرهای متورم شونده با سیال شرکت TOMEX عبارتند از:

- تنوع در ابعاد و اندازه‌های مختلف (۴ اینچ تا ۱۳ ۸/۳ اینچ)
- امکان متورم شدن انتخابی در گستره‌ی وسیعی از سیالات شامل:
- پکر متورم شونده با آب، آب نمک (حتی آب نمک اشباع)

Water Swell Packer

- پکر متورم شونده با نفت Oil Swell Packer

- پکر متورم شونده با گاز تر Wet Gas Swell Packer

- پکر متورم شونده با سیال ترکیبی Combo Swell Packer

- پکر متورم شونده با سیال ترکیبی Hybrid Swell Packer

- انعطاف بالا در تسریع یا تاخیر زمان شروع و نرخ تورم حسب تشخیص کارفرما در قالب گونه‌های ذیل:

Fast Swell

Slow Swell

Delayed Swell

- امکان تنظیم فشار آب‌بندی (Swell Pressure) با توجه به شرایط عملیات

- مقاوم در برابر محیط خورنده چاه‌های نفت و گاز و امکان آب‌بندی در دمای بالا

- امکان استفاده در چاه‌های عمودی، مایل و افقی

- امکان تحمل اختلاف فشار قابل توجه توسط المان آب‌بندی (تا ۱۰ هزار پام)

- در حال حاضر با توجه به دستیابی کامل به فناوریهای کلیدی فرمولاسیون،

- طراحی و ساخت محصولات متورم شونده با سیال، ساخت طیف گسترده

- ای از محصولات با فناوری مشابه در این شرکت دانش بنیان با توجه به نیاز

- کارفرما وجود دارد.

www.tomex-co.com

info@tomex-co.com

گفتگوی چشم انداز نفت با مجری طرح بومی سازی پکر متورم شونده با سیال

روایت فنی بومی سازی Swell Packer

مهندسی بوده و امکان تامین آمیزه به صورت آماده مقدور نبوده و به همین دلیل تیم دانشگاه تصمیم گرفت تا فرمولاسیون لاستیک با استفاده از مواد اولیه قابل تامین را در این پروژه انجام دهد.

”شرایط بین المللی تاثیری در روند پیشرفت کارها بخصوص در تامین مواد اولیه نداشت؟“

با توجه به تجارب قبلی اینجانب و به منظور تسریع در روند اجرای پروژه، از آنجا که تغییر سیاستهای دولت در واردات کالا از طریق ثبت سفارش و تغییر قوانین و مقررات، بسیار طولانی بود. در این مدت تیم دانشگاه نسبت به وابستگی حداقلی فرایندهای تهیه مواد اولیه و ساخت اقدام نمودند و برای حفظ کیفیت نیز دستورالعمل‌های کنترل کیفی و انجام تستهای تکمیلی در دستور کار قرار گرفت.

”جه زمانی اولین تست میدانی پکر انجام شد؟“

در جریان اجرای پروژه شرکت نفت فلات قاره با دانشگاه صنعتی شریف، با پشتیبانی و حمایت ستاد توسعه فناوری نانو ریاست جمهوری و شرکت مهندسی و توسعه سروک آذر، اولین عملیات میدانی در میدان نفتی آذر انجام گرفت.

”محصول شما نام تجاری هم دارد؟“

پس از توسعه و تثبیت دانش فنی در دانشگاه صنعتی شریف، فرایند صنعتی و تجاری این محصول در شرکت دانش بنیان TOMEX - منشعب از دانشگاه صنعتی شریف - ادامه یافت و هم اکنون این شرکت با حضور نخبگان دانشگاهی انواع پکر و پلاگ درون چاهی را در قالب دو نام تجاری Swatex و Inflatex ارائه می نماید:

• INFLATEX: شامل انواع پلاگ و پکر مبتنی بر فناوری Inflatable شامل پکرهای thru tubing، ECP، Open hole Packer، استرادل پکر، Multi set Packer

• SWATEX: شامل انواع پکرهای متورم شونده با سیال از جمله آب، نفت یا گاز

”سخن پایانی؟“

امید است این تجارب موفق و شیرین ساخت داخل که با حمایت و اعتماد کارفرمایان و شرکت‌های بزرگ نفتی یعنی شرکت نفت فلات قاره ایران، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب و شرکت OIEC به توانمندی نخبگان ایرانی و ایجاد فرصت مناسب برای بومی سازی محصولات با فناوری بالا، در کنار حمایت‌های امید آفرین متولیان فناوری و نوآوری در کشور از جمله صندوق نوآوری و شکوفایی، معاونت علمی و فناوری و ستاد توسعه فناوری نانو ریاست جمهوری پدید آمده، نقطه عطفی برای حل مسائل و مشکلات صنعت نفت کشور با تکیه بر توانمندی نیروهای داخلی و قطع وابستگی به خارج از کشور باشد.

دکتر جمال ارغوانی هادی مدیر پروژه توسعه و تدوین دانش فنی بومی پکرهای متورم شونده با سیال در دانشگاه شریف است که تجاری سازی این محصول را در شرکت TOMEX به عنوان یک شرکت دانشگاهی به انجام رسانده است. این مجموعه دانشگاهی تجربه موفق ساخت پکرهای قابل انعطاف را نیز در کارنامه خود دارد. آنچه در ادامه می خوانید مصاحبه مکتوب با دکتر ارغوانی در خصوص نحوه بومی سازی SWELL PACKER و نصب و عملکرد این ابزار درون چاهی است که تمامی مراحل طراحی و ساخت آن توسط محققان و نخبگان دانشگاه صنعتی شریف انجام شده است.

”ایده ساخت این پکر درون چاهی کی و توسط چه کسی به دانشگاه شریف ارائه شد؟“

موضوع طراحی و ساخت پکرهای متورم شونده با سیال توسط شرکت نفت فلات قاره ایران مطرح گردید. پس از انجام بررسیهای اولیه در دانشگاه صنعتی شریف در مورد سطوح تکنولوژی بکار رفته و امکان سنجی طراحی، ساخت و تست محصول، چندین جلسه کارشناسی تشکیل و دستیابی به تکنولوژی طراحی و ساخت این محصول امکان پذیر ارزیابی گردید. پس از تشکیل تیمهای تخصصی، از مرداده ماه ۱۳۹۹ فعالیت خود را شروع و چندین جلسه مشترک با کارشناسان و مدیران شرکت نفت فلات قاره تشکیل گردید. این نوع همکاری بین دانشگاه و صنعت بسیار سازنده و موثر بود و به جمع بندی فاز طراحی کمک شایانی نمود.

”تمام مراحل ساخت از طراحی تا تست کارگاهی در دانشگاه شریف انجام شده است؟“

تا پایان سال ۱۳۹۹، فعالیت‌های زیر توسط تیم مرکز توسعه محصول دانشگاه صنعتی شریف انجام گرفت:

۱. تجهیز آزمایشگاه فرمولاسیون و فرآوری پلیمر
 ۲. طراحی بالغ بر ۶۰ نوع فرمولاسیون
 ۳. ساخت نمونه‌های مد نظر در مقیاس آزمایشگاهی
 ۴. تجهیز کارگاه ساخت و مونتاژ
 ۵. تست نمونه‌های ساخته شده در شرایط نزدیک به چاه
 ۶. اصلاح فرمولاسیون و فرایندهای ساخت با توجه به بازخورد نتایج آزمایش‌ها
- با شروع جدی فعالیت تیم دانشگاه از مرداده ماه ۹۹، فاز طراحی به صورت منسجم و بدون وقفه، پیش رفت به نحوی که در پایان سال، ۱۲ نمونه فرمولاسیون تایید و بر حسب شرایط عملیاتی مختلف بهینه شدند. لازم به ذکر است که پلیمر مورد استفاده در پکرهای متورم شونده با سیال جزء پلیمرهای پیشرفته



کاربرد جدید توپک‌های متورم شونده Swell Packer ساخت داخل در میدان نفتی آذر



حبیب ا... توکل

مدیر بهره‌برداری و تکنولوژی تولید شرکت مهندسی و توسعه سروک آذر

تولیدی (Production Packer) به ثبت رساندند که در آن زمان کاربرد مناسبی برای آن یافت نشد (Davis ۲۰۱۰). از سوی دیگر سال‌هاست که رانندگی توپک‌های تولیدی در چاه‌های عمیق که درجه حرارت بالا داشته و از گل روغنی استفاده می‌شده به دلیل متورم شدن قسمت لاستیکی توپک در حین رانندگی، چالش برانگیز بوده است. بنابراین این تکنولوژی بیش از ۵۰ سال در دسترس بوده ولی استفاده از این فناوری بندرت اتفاق افتاده است.

از سال‌های ۲۰۰۴ الی ۲۰۰۸ با توسعه فناوری حفاری افقی طولانی، تولید نفت و گاز از مخازن غیر متعارف، لایه‌های کربناته با شکاف‌های متعدد و مخازن نفت سنگین کانادا و ونزوئلا (BROOKS & TAVAKOL 2012) (SAGD) فناوری قدیمی توپک‌های متورم شونده کاربردهای جدیدی پیدا کردند. به عبارت دیگر فناوری کهنه، نیازها و کاربردهای جدیدی در صنعت نفت و گاز پیدا کرد.

(Davis and Mc.Cordy 2008)

شرکت نروژی ایزی‌ول (Easy Well) این فناوری را مجدداً در بخش بالادستی نفت و گاز ارائه نمود که نهایتاً شرکت آمریکایی هالبرتون این تکنولوژی را خریداری کرده و توسعه بیشتری داد. لاستیک‌های متورم شونده، در واقع آمیزه‌های پلیمری مهندسی شده‌ای هستند که در مجاورت سیالات هیدروکربنی مایع و یا آب دارای خاصیت خودترمیمی (Self-Healing) بوده و ازدیاد حجم می‌یابند. توپک‌های متورم شونده لاستیک‌هایی با پلیمر خاص است که به دور لوله مغزی و یا لوله جداری استاندارد پیچیده و نصب شده اند (Davis & me Carly ۲۰۰۸) و روزه مورد نیاز و قطر خارجی آن بر اساس نیاز کاربر نهایی تعیین می‌شود. (شکل شماره یک)

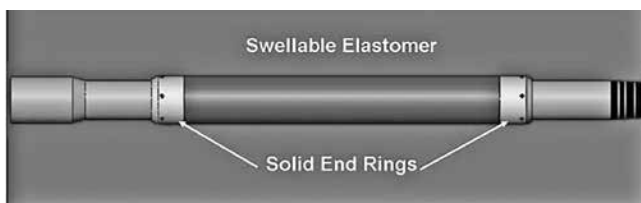


Figure (1). Swellable Packer (Davis and McCrady, 2008)

اصولاً دو نمونه لاستیک پایه وجود دارد، یکی لاستیک متورم شونده در نفت و دیگری نمونه متورم شونده در آب. زمانی که توپک در مجاورت مایع هیدروکربن و یا آب قرار می‌گیرد مایع به درون لاستیک نفوذ می‌کند. به این ترتیب حجم لاستیک توپک زیاد شده و منجر به ازدیاد قطر خارجی آن می‌شود. پس از گذشت زمان مشخص، توپک با دیواره چاه و یا لوله جداری تماس یافته و سبب آب بندی می‌شود.

متورم شدن توپک نفتی بر اساس فرایند ترمودینامیکی جذب شدن (Absorption) اتفاق می‌افتد. همه مایعات دارای پارامتر حل پذیری و انرژی مورد نیاز جهت بخار شدن هستند.

توپک متورم شونده دارای دو مؤلفه مشخص است، پلیمر و مواد انعطاف پذیر.

در این گزارش سعی بر این است که لاستیک‌های متورم شونده (Swelling Elastomer) مختلف و کاربرد آنها در بخش بالادستی نفت شامل چاه‌های نفتی و گازی بررسی و دو مورد از این فناوری به کار گرفته شده نیز در چاه‌های حوزه نفتی آذر معرفی شود. توپک‌های متورم شونده مورد استفاده از دو نوع متورم شونده با نفت و آب است. (Oil Swell & Water Swell Packers) یکی از شرکت‌های زایشی دانشگاه صنعتی شریف با طراحی پلیمر متورم شونده و ساخت این نوع توپک‌ها توانسته است سهم به سزایی در رانندگی این ابزار درون چاه‌های در حوزه نفتی آذر جهت افزایش ضریب اطمینان سیمانکاری (Cement Assurance Tool) و پشتیبان توپک تولیدی (Prod. Packer Back up Tool) داشته باشد.

چالش‌های حفاری و تکمیل افقی در مخازن غیر متعارف آمریکای شمالی (Unconventional Shale Reservoir) با تراوایی در حد نانو دارسی (Nano Darcy Permeability) نیاز به عملیات شکست هیدرولیک بصورت انتخابی و مؤثر را اجتناب ناپذیر می‌سازد.

یکی از سخت‌ترین و مهمترین چالش‌ها، انجام عملیات شکست هیدرولیک (Hydraulic Fracturing) در لایه افقی به نحوی است که لایه رسی به چند قسمت مجزا تقسیم و کاملاً ایزوله شده از یکدیگر در چند مرحله بصورت مؤثر انجام شود.

جهت اجرای این عملیات، هر بخش از لایه مورد نظر می‌بایست کاملاً از بخش دیگر ایزوله شده و بطور مستقل عملیات شکست هیدرولیکی بر روی آن انجام شود. به منظور تحقق این هدف استفاده از توپک‌های متورم شونده همراه با دریچه‌های کشویی (Frac Sleeve) در بیشتر چاه‌ها بکار گرفته شد که نتیجه آن بسیار موفقیت آمیز بوده است.

پیش بینی دقیق مشخصات سیال درون چاه که در مجاورت توپک متورم شونده قرار می‌گیرد و نیز میزان دمای درون چاهی و اختلاف فشار حداکثری مورد نیاز، فاکتورهای مهمی در طراحی و انتخاب این نوع توپک‌ها است.

توپک‌های متورم شونده نقش بسزایی در ایزوله کردن لایه‌های با شکافت متعدد که سیمانکاری در آن امکان پذیر نیست دارد و پشتیبان قابل اطمینان برای آویز لوله‌های ۵ و ۷ اینچ است. کاربردهای متعدد دیگری نیز می‌توان برای اینگونه توپک‌ها لحاظ کرد که می‌تواند برای شرکت‌های داخلی و شرکت‌های بین المللی که در ایران مشغول به کار هستند، مثمر ثمر باشد. در این گزارش به برخی از این کاربردها اشاره شده است.

تورم برخی لاستیک‌ها در مجاورت سیالات هیدروکربنی پدیده‌ای است که از قدیم مشاهده می‌شده است و بعدها امکان این تورم با آب نیز پدید آمد که بعد از گذشت نیم قرن کاربردهایی برای آن عملی شد. در دهه ۱۹۶۰ میلادی گروهی از مهندسين شرکت یونین اویل کالیفرنیا اختراعی را در مورد پلیمرهای متورم شونده (Swellable Rubber) به عنوان زیر مجموعه‌ای از توپک‌های

• جذب ذاتی یا ساختاری (Absorption)

لاستیک متورم شونده با آب (Water Sellable) با مکانیزم جذب ساختاری و اسمزی در آب نمک متورم می‌شود. پلیمرهای فوق جاذب (Super Absorbent SAP Polymer) که با مواد لاستیکی آمیخته شده است زمانی که در آب قرار می‌گیرد، آب جذب پلیمر شده و باعث تورم لاستیک می‌شود.

این نوع منحصر به فرد لاستیک که مواد جاذب با مواد لاستیکی آمیخته شده علاوه بر اینکه در محیط هیدروکربن متورم می‌شود، در محیط پایه آبی نیز عکس عملی مشابه ولی با سرعت تورم آهسته تری دارد.

فرایند بالا در آزمایش با کوپن محبوس (Confined Coupon) نیز به اثبات رسیده است. کوپن در آب نمک با دمای ۱۶۰ فارنهایت متورم شد. سپس محیط به هیدروکربن سنتزی LVT-200 تغییر داده شد (Fig. 3) و کوپن لاستیکی کماکان به متورم شدن ادامه داد. لاستیک‌هایی هم طراحی و ساخته شده است که در آب متورم می‌شوند و تورم بسیار اندکی در سیالات هیدروکربنی دارند.

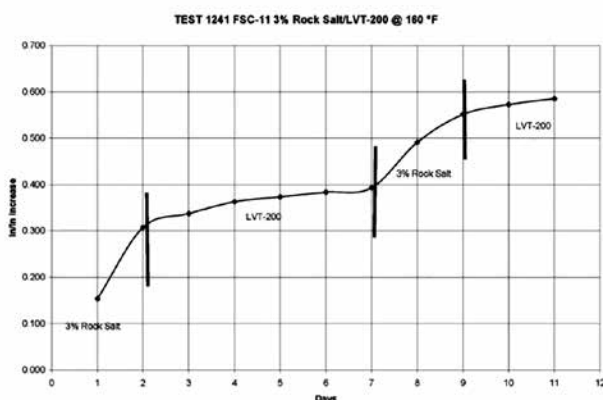


Figure (3). Water swell elastomer exposed to Oil (TAM Int'l)

آزمایش‌های متعددی نیز انجام شده است ثابت کند که پلیمرهای آبی در صورتی که به مدت طولانی در محیط خشک (مثلاً گاز خشک) قرار بگیرند دچار از دست دادن آب و بالطبع جمع شدگی (Shrink) می‌شوند. لاستیک‌های جاذب آب زمانی که در مجاورت آب نمک با غلظت بالاتر قرار بگیرند کماکان (با سرعت پایین تر) متورم می‌شوند (TAM Int'l) (FIG. 4)

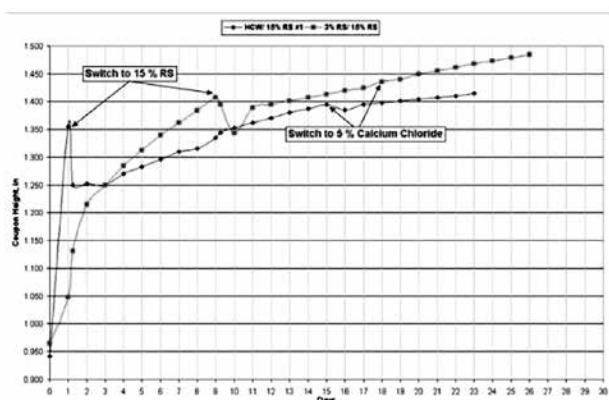


Figure (4). Changing in salinity, water swell elastomer (TAM Int'l)

• کلیات (General)

تجارب قبلی و نتایج آزمایش‌ها ثابت کرده است که توپک‌های متورم شونده در آب (به استثنای زمانی که در محیط گاز خشک قرار می‌گیرند) و توپک‌های متورم شونده در نفت در زمان تغییر محیط مایع در شرایط پایدار باقی می‌مانند.

فعال سازی و نصب توپک متورم شونده نیاز به هیچگونه عمل مکانیکی و یا هیدرولیکی بر روی لوله (فشارگذاری) ندارد. هر زمان که توپک در مجاورت گل حفاری، نفت و یا آب تولیدی و یا مایع تزریقی قرار گیرد (بر حسب طراحی نوع لاستیک) شروع به تورم می‌کند. مایع به بافت درونی لاستیک (پلیمر) جذب می‌شود و موجب ازدیاد حجم آن می‌شود.

توپک نفتی با جذب هیدروکربن و توپک آبی با عکس العمل پلیمر ابر جاذب در آب شروع به واکنش و متورم شدن می‌کنند. با جذب مایع، فرایند متورم شدن ادامه یافته تا زمانی که توپک جداره پیرامونی خود را لمس کند. از این به بعد شروع به ایجاد فشار تورم داخلی می‌کند. فشار تورم ساخته شده باعث آب بندی و تحمل اختلاف فشار اعمال شده در دو سر توپک می‌شود. سه فاکتور اولیه که در کنترل نرخ و حجم فرایند تورم توپک متورم شونده مؤثر است عبارتند از: دما، ترکیبات مایع متورم کننده و ترکیبات لاستیک. بر حسب نوع مایع درون چاه، پارامترهای درون چاهی و دمای محل نصب درون چاه نوع فرمولاسیون لاستیک تغییر می‌کند. اگر مایع درون چاه پایه آبی باشد، توپک متورم شونده در آب رانده می‌شود. در صورتی که مایع درون چاهی پایه هیدروکربنی داشته باشد، توپک متورم شونده در نفت رانده می‌شود. ۲۰۱۰، (DAVIS) ابعاد توپک بر اساس نوع و اندازه رشته تکمیلی طراحی، اسیدکاری یا شکافت هیدرولیکی طراحی و ساخته می‌شود.

به عبارت دیگر، طراحی اندازه رشته تکمیلی، لوله‌های جداری، پروفایل دمای درون چاهی، عمق و مشخصات مایع درون چاه، قطر خارجی توپک متورم شونده را تعیین می‌کند. تحمل اختلاف فشار مورد نیاز توپک جهت اسیدکاری، شکافت هیدرولیکی و ... با تغییر در طول لاستیک توپک تأمین می‌شود. در چاه‌های زاویه دار افقی با نصب هم مرکز کننده‌ها (Centralizers) در دوسر توپک باعث کاهش ناهم مرکزی توپک، کاهش زمان تورم و آب بندی و عدم به کنار افتادن توپک (Standoff) که موجب راحت تر رانده شدن توپک در طول قسمت زاویه دار و یا افقی چاه می‌شود.

• مفهوم تورم (Swelling Concept)

• جذب سطحی (absorption): در توپک‌های نفتی - هیدروکربن براساس پدیده نفوذ (Diffusion) وارد ماتریس لاستیک می‌شود. زمانی که هیدروکربن وارد ساختار لاستیک شد، به سختی جدا خواهد شد.

• در یک آزمایش یک کوپن محبوس شده در هیدروکربن سنتزی در دمای ۱۹۰ درجه فارنهایت برای ۸ روز قرار داده شد و سپس محیط به آب نمک ۳ درجه تغییر داده شد. آزمایش نشان داد زمانی که این کوپن (متورم شونده در نفت) در هیدروکربن متورم شد بعد از قرار گرفتن در آب نمک حجم آن کاهش نمی‌یابد (شکل ۲) (TAM Int'l).

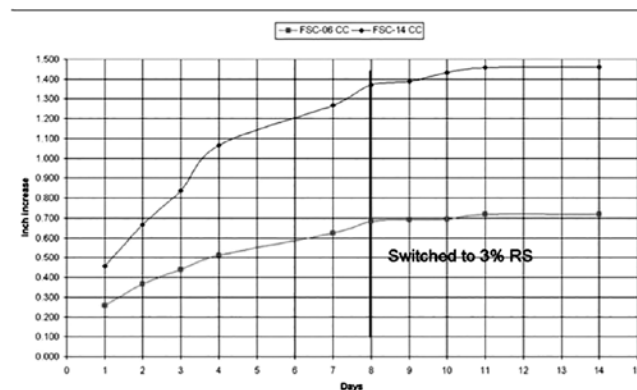


Figure (2). Changing media from Oil to water- Oil swell elastomer (TAM Int'l)

هیدروکربن آزمایش شده است. در چارت ۶ پیش بینی زمان تقریبی تورم توپک متورم شونده بر اساس تست نمونه کوپنی در نمونه نفت میدان نفتی آذر و نمونه گل پایه آبی در دمای ۱۱۸-۱۱۵ سانتیگراد گل حفاری آزمایش شد.

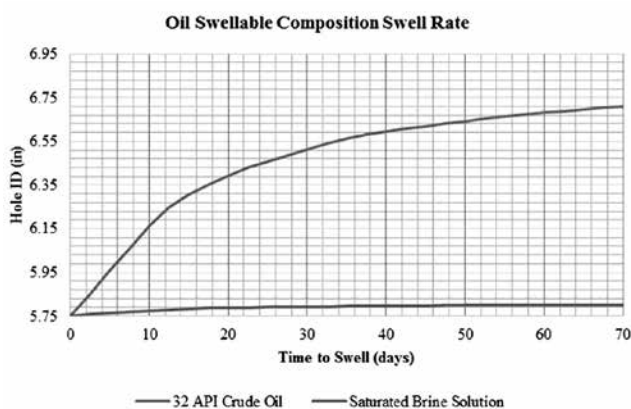


Figure (6). Swell chart of the oil-based swellable specimen in Azar oil sample

به طور کلی در نمونه لاستیک متورم شونده آبی، نفوذ آب به درون بافت لاستیک میسر است و مواد جاذب می بایست رطوبت را به داخل لاستیک جذب کند. از طرف دیگر حتی الامکان باید از فرایند طبیعی تورم لاستیک در محیط نفتی جلوگیری کرد. لاستیک طراحی شده به مایع پایه آبی حساس بوده و عکس العمل نشان می دهد.

چالش اصلی در توپک های متورم شونده آبی، حضور نمک حلال در آب در محیط تورم است. هر چه نمک حل شده بیشتر باشد، فشار اسمزی مایع بیشتر شده و نفوذپذیری و جذب به درون لاستیک کمتر می شود. بنابراین جهت سهولت نفوذپذیری، ضروری است که با ایجاد خلل و فرج (Porosity) فرایند نفوذ مایع توسط لاستیک را تسهیل نمود. با مواد متورم شونده ساخته شده با تکنولوژی نانو، مایع غیر متراکم جذب شده و فرایند متورم شدن اتفاق می افتد. بر پایه مقدار جاذب سطحی استفاده شده و خلل و فرج ایجاد شده، نرخ تورم و شدت آن را می توان کنترل کرد.

در شکل ۷ نتیجه آزمایش تورم آزاد نمونه کوپنی در دو نمونه گل حفاری با دو غلظت متفاوت از حوزه نفتی آذر نشان داده شده است.

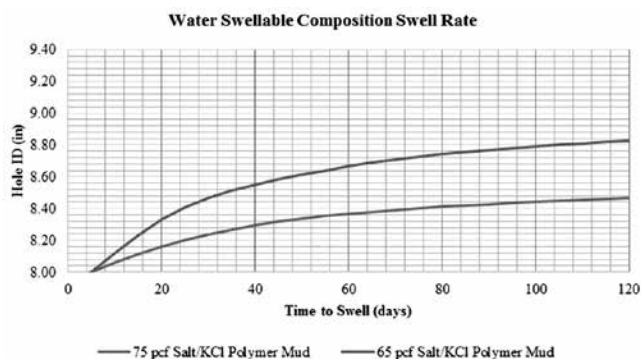


Figure (7). Swell chart for two different weights WBM

با وجود اینکه نرخ تورم نسبتاً کند است، در آزمایش انجام شده فرایند آب بندی و تحمل فشار با موفقیت انجام شده است. پس از انجام آزمایش کوپن ها و بازرسی پروفایل تورم (Fig.8) فشار تورم در کپسول تحت فشار و نیروی وارده به قطر داخلی کپسول اندازه گیری شد که

انجام عملیات انگیزش اعم از اسیدکاری، شکافت هیدرولیکی همراه با افزودنی های منحرف کننده (Diverting Agent) یا مکانیکی (Ball Sealers) و راندن فیبر (Fiber) به همراه مایع شکافت هیدرولیکی همانگونه که در گذشته انجام شده، کماکان بدون اشکال می تواند انجام بشود.

راندن نمودارهای Multi-ISOTOP TRACER و Micro seismic Survey تنها شاخص اندازه گیری راندمان توپک های متورم شونده به هنگام عملیات اسیدکاری و شکافت هیدرولیکی است.

یکی از کارآمدترین فناوری ها جهت ایزوله کردن فضای حلقوی حفره باز توپک های متورم شونده به همراه دریچه های کشویی (Frack Sleeve) بطور خاص در مخازن غیر متعارف (Started in early 2000) و عمدتاً مخازن متعارف (با مطالعه موردی) است.

مشکلات تحریم فرصتی طلایی بوجود آورد تا با همکاری اساتید مجرب دانشگاه شریف و شرکت های دانشگاهی، این تکنولوژی (ساخت توپک های متورم شونده) طراحی، ساخت و توسعه داده شود تا راه حلی مناسب برای چالش های عدیده در صنعت نفت (چاه های نفت و گاز) از قبیل جداسازی لایه ها (Zonal Isolation) و یکپارچگی چاه که شرکت های نفتی داخل کشور بصورت دائم با آن مواجه می شوند را برطرف کند.

• فناوری (Technology)

تکنولوژی اصلی توپک های متورم شونده بر اساس آمیختن نمونه لاستیک پلیمری به عنوان ماتریس با ترکیبات متورم شونده است. این ترکیبات بنحوی طراحی و آمیخته می شوند تا فرایند متورم شدن لاستیک نهایی طبق کاربرد و محدودیت های پیش بینی شده انجام پذیرد. به طوری که در مواردی پدیده تورم یا با تأخیر انجام شود و یا در زمان راندن درون چاه هیچ گونه عکس العملی نداشته باشد و در نهایت تماس با مایع درون چاه شروع به متورم شدن کرده و آب بندی مناسبی مطابق با منحنی پیش بینی تورم، صورت پذیرد.

بنابراین پلیمر طراحی شده بر اساس خواص مایع درون چاه و یا محیط پیش بینی شده که در آینده درون چاه به وجود می آید (بعنوان مثال شروع تولید آب همزاد) ساخته می شود. چارت پیش بینی تورم (Swelling Prediction Chart) براساس تست نرخ تورم آزاد نمونه لاستیک در مایع نمونه، محاسبات مکانیکی، فیزیکی و ریاضی جهت قرینه سازی با کوپن است. (FIG.5-TOMEX)



Figure (5). A free swell of Oil swell rubber before and after exposure to hydrocarbon

آزمایش های عدیده ای جهت طراحی، ترکیب و ساخت لاستیک متورم شونده در هیدروکربن یا مایع پایه نفتی انجام گرفته است. آزمایش هایی جهت بهینه سازی میزان پرکننده ها و چگالی اتصالات عرضی صورت پذیرفته تا ترکیبات پلیمری بصورت کنترل شده متورم شوند. با تغییرات در پارامترها و آزمون عملکرد پرکننده های مختلف، پلیمرهای متفاوتی در

این است که بطور مداوم بصورت دینامیکی در حال تورم است و درون حفره باز را تا حد محاسبه شده پوشش می‌دهد.

• نتیجه: ایزوله شدن لایه‌ها با موفقیت طبق برنامه اپراتور انجام شد. اپراتور با راندن نمودار Spectra Scan Log عملیات اسیدکاری انتخابی و ایزوله شدن لایه‌ها را تأیید کرد. نمودار فوق اثبات کرد که لایه‌های مورد نظر بصورت مستقیم اسید را دریافت کرده و ارتباطی بین لایه‌های ایزوله شده وجود ندارد. (Fig. 10)



Figure (10). Use of swell packer to reach high production

• تکمیل لایه پایینی با سیستم شکافت چند مرحله‌ای (The Multistage Fracturing Completion System)
• چالش: اپراتور نیاز داشت که با احتساب کنترل هزینه سیستمی مؤثر در تفکیک و ایزوله لایه‌ها در حفره باز و با شرایط سخت درون چاهی تعبیه کند.

• راه حل - نصب توپک متورم شونده همراه با دریچه‌های خاص که با انداختن گلوله (Ball Drop Frac Sleeve) فعال شوند، پیشنهاد و انتخاب شد.

• نتیجه: سیستم فوق در لایه یک مخزن نفتی غیر متعارف با ۱۷ قسمت تفکیک لایه‌ها به وسیله توپک‌های متورم شونده و دریچه‌های کشویی (Frac Sleeve) پس از دو سال در شرایط نامساعد درون چاهی، کلیه دریچه‌ها باز شدند و عملیات شکافت با موفقیت ۱۰۰ درصدی انجام پذیرفت. در این عملیات دریچه‌ها به وسیله گلوله‌هایی از جنس

و علاوه بر آن یک توپک متورم شونده در قسمت بالای لوله جداری ۳/۸-۱۳ اینچ نصب شود. در صورتی که سیمان به سقف عمق طراحی شده نرسید، توپک متورم شونده در گل پایه روغنی متورم شده و لایه پایینی را از درون فضای حلقوی ایزوله کند.

• نتیجه: عملیات راندن لوله جداری ۳/۸-۱۳ اینچ همراه با توپک متورم شونده با موفقیت به انجام رسید. همانطور که پیش بینی می‌شد سیمانکاری با هرز روی شدید مواجه شد و بالای سیمان به ارتفاع مورد نظر نرسید. بنابراین مرز بندی قسمت بالایی لوله جداری به توپک متورم شونده وابسته شد. توپک در زمان تقریبی پیش بینی شده عمل کرد و مانع ورود فشار از لایه پایینی شد و باعث شد آن شرکت نفتی متحمل هزینه سنگینی جهت انجام عملیات ترمیم نشود. (Fig. 9)

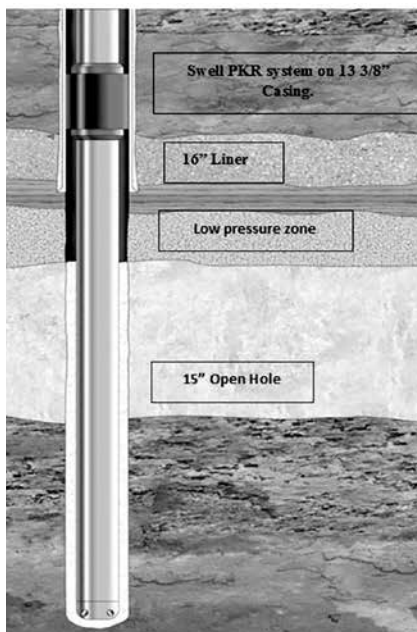


Figure (9). Use of swell packer as a cement back up (HAL. cases tudy)

• استفاده مؤثر از توپک متورم شونده جهت ازدیاد تولید:

• چالش: یک شرکت نفت مکزیک به منظور اسیدکاری مؤثر نیاز داشت تا دو لایه را کاملاً از هم جدا و ایزوله کند. (5" Liner inside 7 5/8" Open hole) علاوه بر آن لایه‌هایی را که نیاز نداشت ایزوله و بیشترین تماس را با لایه نفتی داشته باشد.

• راه حل: لوله آستری ۵ اینچ 18lb/FT شیاردار (Slotted) همراه با توپک متورم شونده بر روی آستری ۵ اینچ با مشخصات مشابه رانده شده تا بصورت انتخابی قسمت‌هایی از لایه تولیدی را محافظت کند. یکی از خواص توپک متورم شونده در

نتیجه آن ملاک محاسبه و طراحی طول لازم جهت آب بندی بود. (Seal Length)



Figure (8). Samples for analyzing swell profile in water base swell polymer

• کاربرد توپک‌های متورم شونده:

به منظور آشنایی با کاربرد توپک‌های متورم شونده، به عنوان مثال مواردی چند از استفاده شرکت‌های مختلف بین المللی و داخلی از این تکنولوژی در ادامه معرفی می‌شود.

• استفاده از توپک متورم شونده جهت کمک به سیمان کاری پشت لوله جداری

• چالش: یک شرکت نفتی عمدتاً با مشکل سیمان کاری ضعیف پشت لوله جداری ۳/۸-۱۳ اینچ مواجه بود. برنامه بدین صورت بود که سیمانی در قسمت بالای پشت لوله جداری ۳/۸-۱۳ اینچ درون لوله جداری ۱۶ اینچ گذاشته شود، اما به دلیل وجود لایه کم فشار زیر پاشنه لوله جداری ۱۶ اینچ، سیمان معمولاً در این لایه هرز رفته و پشت لوله جداری ۳/۸-۱۳ اینچ سیمانی قرار نمی‌گرفت. این ناکامی منجر به وجود فشار در فضای حلقوی لوله جداری و در نتیجه انجام عملیات بسیار هزینه‌بر اصلاحی می‌شد. بنابراین طبق قوانین آن شرکت می‌بایست بدون اینکه سیمان کاری از برنامه حذف شود، راه حلی را جهت پشتیبانی از سیمان ارائه کرد تا فشار صفر فضای حلقوی تضمین شود.

• راه حل - تصمیم براین گرفته شد تا کماکان سیمان به عنوان اولین راهکار ایزوله کردن به کار گرفته شود

کامپوزیت باز شدند و توپک‌های متورم شونده اختلاف فشار ایجاد شده بهنگام شکافت هیدرولیکی را تحمل کردند. (شکل ۱۱)

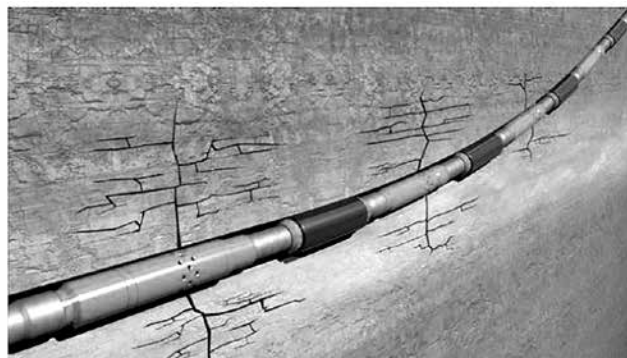


Figure (11). Multistage Frac Sleeve Lower completion (HAL.)

• پشتیبان توپک بالایی لوله آستری (Liner Top Packer Back up)

• چالش: یک شرکت نفتی، سیستمی را جهت پشتیبانی از توپک بالایی لوله آستری در خلیج مکزیک درخواست کرد. توضیح اینکه پس از حادثه حوزه نفتی مکاندو (Macando Accident) بر روی دکل Deep Horizon (Apr. 20th-2010) که باعث نشت مقدار زیادی نفت شد و تعداد زیادی جان باختند، نصب توپک پشتیبانی هنگام نصب لوله آستری اجباری شد.

• راه حل: با راندن توپک متورم شونده بعنوان پشتیبان، وقت کافی برای سیمان کاری را مهیا می‌سازد و در زمانی که متورم می‌شود، با لوله جداری قبلی تماس یافته و با جلوگیری از نشت و تحمل اختلاف فشار، یکپارچگی مورد نظر لوله‌های جداری را تأمین می‌کند.

• نتیجه: استفاده از توپک متورم شونده به عنوان پشتیبان توپک‌ها و درز بندهای درون چاه‌ی در خلیج مکزیک بصورت یک راه حل معمول و متداول بکار گرفته شد. (شکل ۱۲)

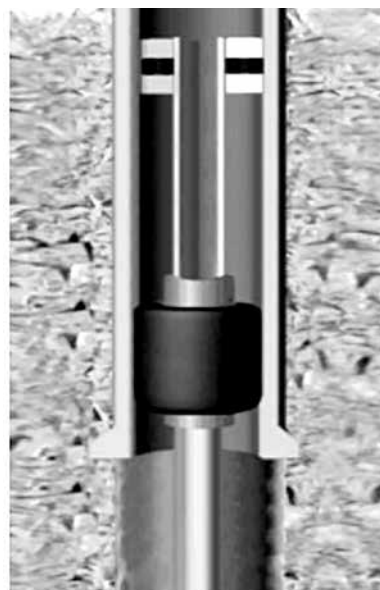


Figure (12). Liner Top Packer back up (TAM Int'l)

• وسیله‌ای جهت اطمینان از سیمان کاری

• چالش: یک شرکت نفتی در حوزه نفتی آذر نیاز داشت تا جهت اطمینان از یکپارچگی سیمان پمپ شده در پشت لوله آستری ۷ اینچ از ورود آب ناخواسته

از لایه پر فشار جلوگیری نماید.

• راه حل: پیشنهاد یک دستگاه توپک متورم شونده آبی (قابلیت تورم در محلول نمک اشباع) جهت جلوگیری از ورود آب داده شد، که با موافقت تیم فنی این مهم انجام گرفت.

• نتیجه: توپک متورم شونده آبی ساخت ایران برای اولین بار در چاه‌های حوزه نفتی آذر با موفقیت رانده شد. (شکل ۱۳)



Figure (13). The 1st 7' 5ft. Long water Swell packer RIH successfully in Iran (Azar oil field)

• پشتیبان توپک تولیدی - Production Packer Back up

• چالش: شرکت نفتی فعال در حوزه نفتی آذر بدلیل انجام عملیات مانده‌یابی و بکار بردن خراشنده‌ها در لوله آستری ۷ اینچ نیاز به وسیله‌ای داشت تا علاوه بر توپک تولیدی، درزبند دیگری هم جهت اطمینان بیشتر از ایمن نمودن فضای حلقوی پشت لوله‌های مغزی در داخل فضای لوله جداری ۹ ۵/۸ اینچ را تأمین نماید.

• راه حل: راندن توپک متورم شونده ۱۰ فوتی پیشنهاد شد. لاستیک‌های این توپک قادر هستند خلل و فرج‌هایی را که بر اثر عملیات مانده‌یابی بر روی لوله جداری ایجاد شده را پر کرده و با درزبندی مناسبی تحمل اختلاف فشار مناسبی را ایجاد کنند.

• نتیجه: توپک متورم شونده در نفت با طول ۱۰ فوتی با موفقیت رانده شد. (شکل ۱۴)



Figure (14). The 1st 4 1/2' 10ft. Long Oil Swell packer RIH successfully in Iran (Azar oil field)

سیستم توپک‌های پوشش دهنده (Scab Liner Tool)

- چالش: یک شرکت نفتی کانادایی بدلیل از دست دادن بخار تزریقی در انتهای چاه‌های نفت سنگین (Steam Assisted Gravity Drainage - SAGD wells)، تولید این چاه را از دست داده بود و نیاز داشت تا از هدر رفتن بخار تزریقی در انتهای چاه جلوگیری نماید.
- راه حل: سیستم توپک پوششی که تشکیل شده از یک توپک متورم شونده (High Temperature) و یک توپک باد شونده همراه با دو عدد یک راهه پیشنهاد شد. با راندن این سیستم به وسیله لوله حفاری، توپک باد شونده (Inflatable Packer) را نصب و پس از تزریق سیمان از درون هر دو توپک به ته چاه، از توپک باد شونده جدا شده و پس از مدت زمان مشخص، توپک متورم شونده آبی نیز متورم شده و درز بندی مناسب را انجام می‌دهد.

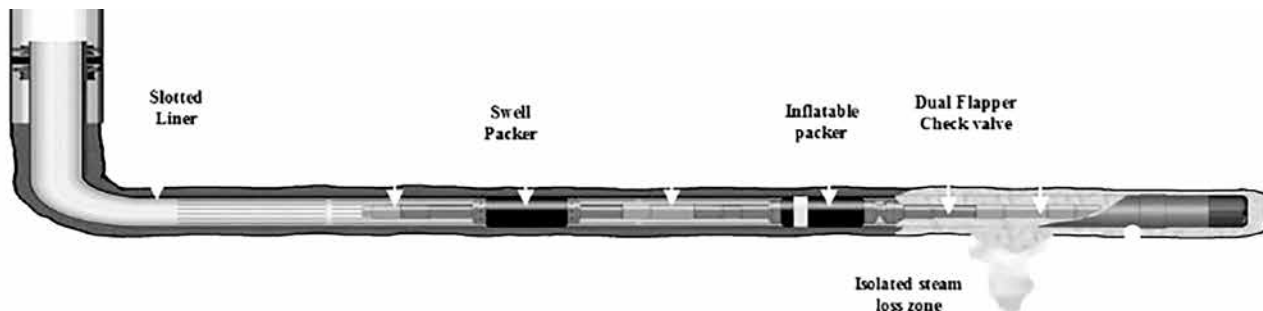


Figure (15). Combination of Inflatable & Swellable packer Sub Liner (avis, 2010)

نتیجه گیری (Conclusion)

توپک‌های متورم شونده راه حل ساده‌ای را در صنعت ارائه می‌دهند تا از فشارهای ناخواسته فضای حلقوی لوله‌های جداری جلوگیری نمایند و یا جداسازی مناسبی را بین لایه‌ها جهت انجام اسیدکاری و شکافت انتخابی هیدرولیکی ممکن سازند. لاستیک‌های اینگونه توپک‌ها قادرند در محیط پایه نفتی و یا آبی متورم شوند. با در اختیار داشتن این تکنولوژی در صنعت نفت و گاز ایران (بالادستی) بر چالش‌های عدیده‌ای در عملیات حفاری و یا تکمیل چاه می‌توان فائق آمد. همانطور که در این گزارش ذکر شد، توپک‌های متورم شونده می‌توانند بعنوان جداسازی مؤثر لایه‌ها، پشتیبان سیمانکاری و توپک‌های بالایی لوله‌های آستری و اسیدکاری انتخابی و ... بکار برده شوند. سعی بر این شده است تا با روشنگری و معرفی تکنولوژی توپک‌های متورم شونده به خانواده صنعت نفت و گاز ایران، از این تکنولوژی که هم اکنون بومی شده است استفاده بهینه شود.

شرکت OIEC دارای شرکت‌های وابسته متعددی است که از آن جمله با نام‌های OIEC، OEID، EIED و SAED است.

شرکت SAED یا سروک آذر یکی از شرکت‌های زیر مجموعه OIEC در حوزه نفتی آذر (در مرز عراق) با موفقیت این حوزه را توسعه داده و کلیه تعهدات خود را در زمینه تولید نفت به انجام رسانده است.

این حوزه نفتی یکی از پیچیده‌ترین حوزه‌های نفتی خاورمیانه (به لحاظ زمین شناسی) است. حفاری و بهره‌برداری در این حوزه بدلیل لایه‌های زمین شناسی پیچیده و بالا بودن درصد گاز سولفور و دی اکسید کربن دارای چالش‌های زیادی است و علاوه بر این سختی‌ها می‌توان وجود اسفالتین و واکس نیز به آن اضافه کرد.

یکی دیگر از این چالش‌ها یکپارچگی چاه و انجام اسیدکاری انتخابی بوده است. مدیریت شرکت سروک آذر تصمیم گرفت با همکاری یکی از شرکت‌های وابسته به دانشگاه شریف که دارای دانش بالایی در طراحی و ساخت پلیمرها است اقدام به پشتیبانی فنی و مالی از ساخت توپک‌های متورم شونده آبی و نفتی کرده و نتیجه را با موفقیت در چاه‌های این حوزه به کار برد.

تقدیر و تشکر (Acknowledgment)

در اینجا لازم است از همکاری بی وقفه و خستگی ناپذیر آقایان دکتر جمال ارغوانی و مهندس محمد مهدی ساعت چی و پیگیری مداوم دکتر علی بی تعب از شرکت TOMEX قدردانی و تشکر کرد. چه بسا اگر تلاش، دانش فنی و پشتکار این عزیزان نبود، مجموعه صنعت نفت به این تکنولوژی در این برهه زمانی دست نمی‌یافت.

منابع و مآخذ

1. Charles Pradie, E. Rushdan Jaafar, M. George Barnes, Ch. Gjellstad, G. Elliot Smith, P. (2008) Corroded Casing: Testing of Sealing Capability and Retrievalability of a Swelling Elastomer Packer. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE116210-MS, USA. <https://doi.org/10.2118/116210-MS>
2. Lee, S. (2014). An Integrated Approach to Drilling/ Completion for Long-Term Maximum Productivity. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. SPE172812-MS, Bahrain. <https://doi.org/10.2118/172812-MS>
3. T. Brooks, R. Tavakol, H. (2012). Experiences in Eliminating Steam Breakthrough & Providing Zonal Isolation in SAGD Wells. SPE Western Regional Meeting. SPE153903-MS, USA. <https://doi.org/10.2118/153903-MS>
4. Wade Davis, T. Dorn McCrady, D. (2008). Using Swellable Packers To Provide Annular Isolation for Multistage Fracture Treatments. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE-115775-MS, USA. <https://doi.org/10.2118/115775MS>
5. Davis, T. (2010). Swellable Elastomer Performance with Changing Fluid Environments. TAM Technical paper.
6. Halliburton, Swell packer case histories. <https://www.halliburton.com/enUS/default.html>
7. TOMEX SWATEX Swell Packers. <http://www.tomex-co.com>

ارائه یک تجربه موفق در استفاده از محصولی نو در محوطه پتروشیمی شازند

نوآوری و کاهش هزینه و زمان در بومی سازی بتن الیافی



علیرضا دوست محمدی
کارشناس فنی شرکت نانو نخ و گرانول سیرجان

نشان می دهد.

دسته بندی بر اساس جنس الیاف

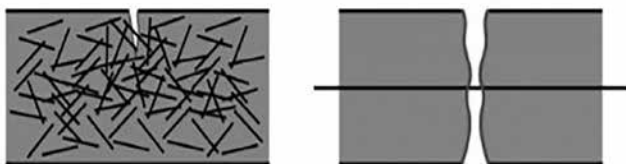
- الیاف پلیمری (پلی اولفین یا پلی پروپیلن)
- الیاف فولادی

دسته بندی بر اساس ابعاد الیاف

- الیاف ماکرو (قطر بیشتر از ۳/۰ میلیمتر و طول بین ۰۳ تا ۵۶ میلیمتر)
- الیاف میکرو (قطر کمتر از ۳/۰ میلیمتر و طول بین ۶ تا ۸۱ میلیمتر)

مزایای بتن الیافی

به منظور کنترل تنش های حرارتی بتن، آیین نامه ها پیش از این استفاده از میلگرد یا شبکه آماده را پیشنهاد می دهند. یکی از ایرادات این روش تمرکز میلگرد گذاری است و باعث می شود ترک های ناشی از افت حرارت در سطح و زیر بتن تا رسیدن به شبکه آرماتور گسترش یابند. مکانیزم عملکرد الیاف در مقایسه با میلگرد در شکل یک ارائه شده است. وجود این ترک ها و گسترش آن ها در دراز مدت باعث خوردگی میلگرد نیز خواهد شد. که برای رفع این مشکل باید بتن را بصورت همگن مسلح نمود از این جهت استفاده از الیاف در آیین نامه های طراحی سازه به عنوان یک راه حل مناسب پیشنهاد شده است. علاوه بر این استفاده از شبکه آرماتور نیازمند نیروی انسانی، هزینه دستمزد و زمان کافی برای اجرای آن است. علاوه بر این موارد لازم است تا ضوابط آرماتور گذاری نظیر طول هم پوشانی، خم استاندارد و کاور بتن نیز مطابق آیین نامه های موجود اجرا شود. همچنین حمل میلگردها، جابجایی آن در سایت پروژه و دستگیر بودن آن از معایب اجرایی آن است. این در حالی با استفاده از بتن الیافی ضمن دوام بالاتر از سهولت اجرا نیز برخوردار است.



شکل یک

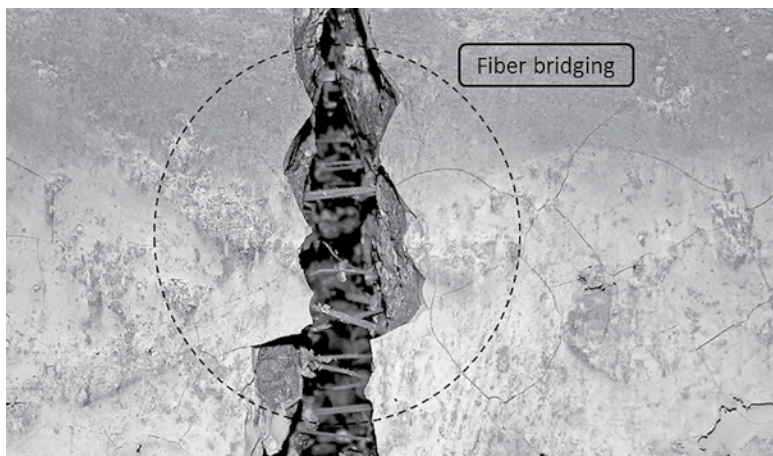
تکنولوژی بتن الیافی روشی جدید در حوزه ساخت و ساز با صرفه اقتصادی و دوام بالا است. از این تکنولوژی می توان در ساخت و ترمیم کف های صنعتی استفاده کرد.

بتن الیافی چیست؟

بتن به عنوان اصلی ترین و پر مصرف ترین ماده در صنعت ساخت و ساز محسوب می شود. در ساخت بخش های زیادی از هر پروژه اعم از اسکلت، فونداسیون، محوطه و کف سازی قابلیت استفاده دارد. تکنولوژی بتن یک صنعت پویا و به روز است که هر ساله با مطالعات و آزمایش های انجام شده می توان به طرح اختلاط های متفاوتی با خواص و کارایی گوناگون دست یافت. در این بین استفاده از الیاف به عنوان یک عامل تسلیح کننده بتن شناخته می شود که می تواند بطور کامل جایگزین میلگرد حرارتی شود، همچنین با انجام محاسبات لازم می توان درصدی از آرماتورهای سازه ای را کاهش داد.

انواع الیاف بتن

از گذشته تاکنون انواع مختلف الیاف به عنوان عامل تسلیح کننده در بتن استفاده شده است. اما امروزه بر اساس استاندارد بتن الیافی آمریکا (ASTM-C1116) و آیین نامه طراحی بتن الیافی آمریکا (ACI544) صرفاً استفاده از الیاف فولادی یا پلیمری (از نوع پلی الفین و پلی پروپیلن) مجاز است. امروزه با سیر تکاملی صورت گرفته الیاف پلیمری از نوع پلی اولفین اصلاح شده نسل جدید الیاف بتن با مقاومت و مدول بالا ساخته شده است. علاوه بر این، الیاف به لحاظ ابعاد نیز دارای دسته بندی می باشند بطور کلی الیاف بسته به طول و قطر آنها به دو دسته ماکرو (macro) و میکرو (micro) تقسیم می شوند. قطر الیاف های میکرو کمتر از ۰/۳ میلیمتر و الیاف های ماکرو قطری بیش از ۰/۳ میلیمتر دارند. استفاده از الیاف (میکرو و ماکرو) در مواد سیمانی، مصالحی تولید می کند که از نظر مقاومت، شکل پذیری، سختی و دوام بهبود یافته اند. لازم بذکر است هر یک از انواع الیاف بطور قابل توجهی در خصوصیات فیزیکی، مکانیکی، ظاهر هندسی و هزینه با هم تفاوت دارند. دیاگرام زیر دسته بندی الیاف ها را بر اساس جنس و ابعاد



شکل ۲

شکل ۲ نیز نحوه عملکرد الیاف و پل زدن آن بین دو مقطع ترک خورده را نشان می‌دهد این موضوع عامل مقاومت پس از ترک خوردگی و عدم گسترش ترک در بتن الیافی است. علاوه بر این از گسیختگی ترد بتن نیز جلوگیری کرده و باعث می‌شود نمونه جذب انرژی بالایی داشته باشد. همانطور که پیش تر ذکر شد علاوه بر مقدار مصرف الیاف در بتن، مشخصات مکانیکی الیاف از جمله مقاومت کششی، مدول الاستیسیته و مقاومت پیوستگی الیاف در رفتار پس از ترک خوردگی و میزان عرض ترک تأثیر بسزایی دارد.

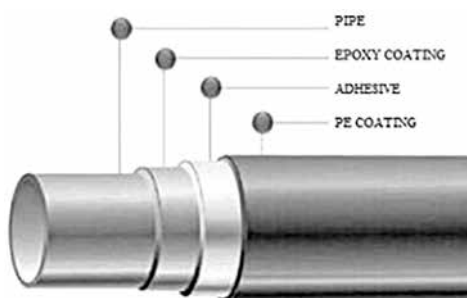
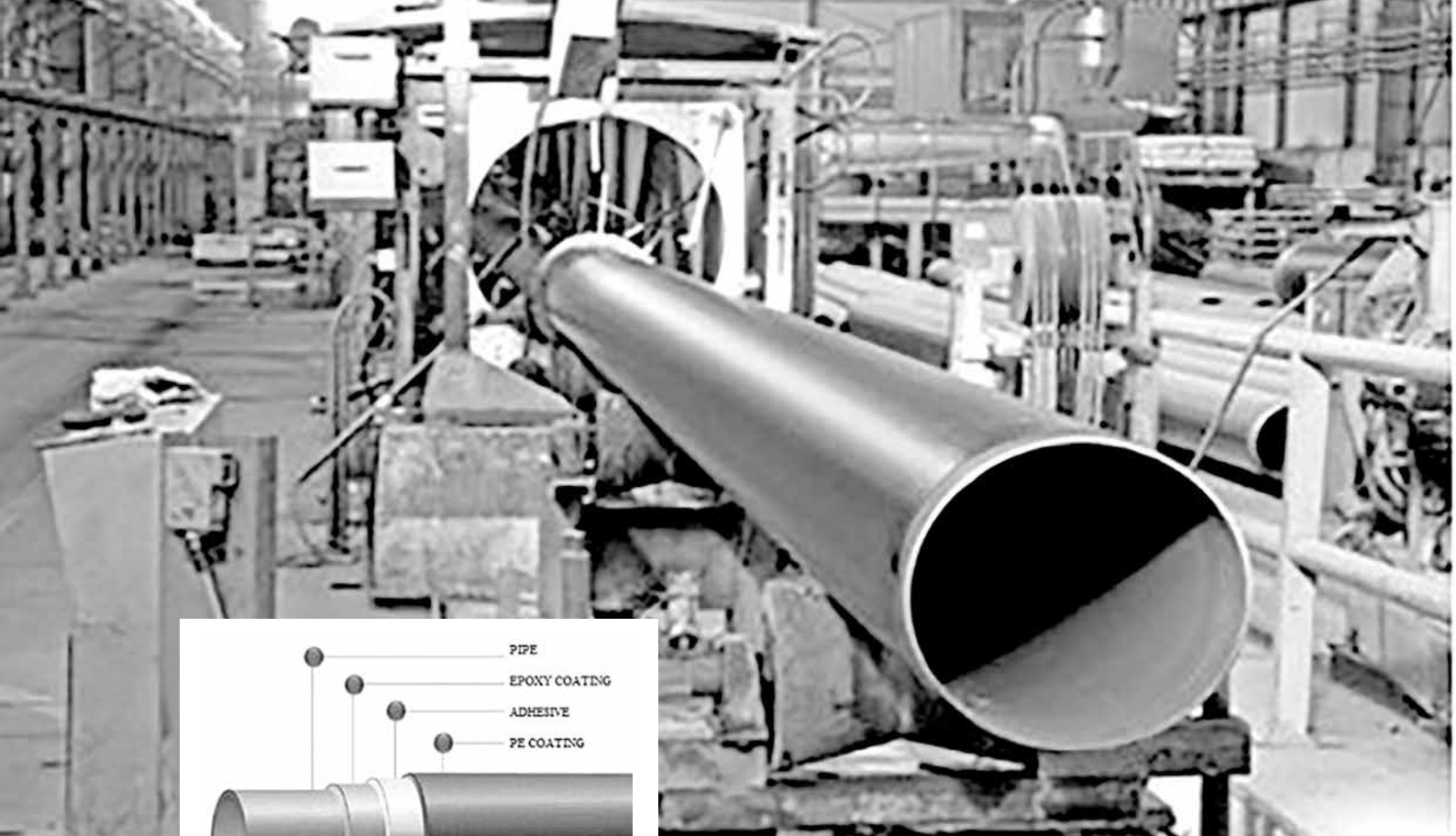
مزایای بتن الیافی را می‌توان به طور کلی در سه گروه دسته بندی کرد که عبارتند از: ۱- اقتصادی، ۲- فنی ۳- اجرایی که به ترتیب مطلوب کارفرما، مشاور و پیمانکار است. جدول زیر مزایای مذکور را بطور خلاصه و موردی برای هر یک از اضلاع مثلث کارفرما، مشاور و پیمانکار نشان می‌دهد.

مزایای اجرایی (مطلوب پیمانکار)	مزایای فنی (مطلوب مشاور)	مزایای اقتصادی (مطلوب کارفرما)
- کاهش نیروی انسانی - افزایش سرعت اجرا - کاهش فضای انبارداری - عدم دستگیری و اجرای آسان	- کاهش ترک‌های لغت حرارت - کنترل عرض ترک و عدم گسترش آنها در مقایسه با میلگرد - بهبود خواص مکانیکی بتن - استفاده از تکنولوژی روز مطابق آیین نامه‌های معتبر - سبک سازی و کاهش وزن سازه	- هزینه کمتر نسبت به خرید میلگرد حرارتی - حذف هزینه آرماتور بندی - کاهش هزینه‌های حمل و نقل - کاهش زمان اجرای پروژه - کاهش نیروی انسانی - کاهش هزینه‌های نگهداری

ضخامت حداکثر ۵ سانتی متر برای پوشش و ترمیم بتن قدیم مورد استفاده قرار گرفت. در این روش بتن مسلح به الیاف بوده و نیازی به نصب میلگرد نیست. همچنین اضافه کردن الیاف در محل پروژه و به بتن آماده درون تراک میکسر اضافه می‌شد در نهایت پس از ۵ دقیقه میکس عملیات بتن ریزی آغاز می‌شد. در این روش برای افزودن الیاف به میکسر به نیروی انسانی و زمان کمتری در مقایسه نصب و قطع و خم آرماتور نیاز است. همچنین استفاده از بتن الیافی در مقایسه با بتن مسلح به میلگرد توانایی بیشتری در کنترل ترک‌ها و در نتیجه افزایش عمر مفید خواهد داشت، علت این امر قرار گرفتن الیاف در فواصل بسیار کمتری نسبت به آرماتور است. بنابراین ترک‌ها در همان مراحل اولیه با الیاف برخورد داشته و از افزایش عمق و طول ترک جلوگیری می‌شود. با توجه به اجرای موفقیت آمیز اولین فاز تعمیرات کف محوطه پتروشیمی شازند استفاده از این روش در بخش‌های دیگر نیز در حال انجام است.

” پروژه ترمیم کف‌سازی پتروشیمی شازند

از گذشته تا کنون استفاده از کف‌سازی بتنی در محوطه‌های مسکونی، تجاری و صنعتی بطور قابل ملاحظه‌ای گسترش یافته است. در این بین استفاده از روش‌های متنوع برای اجرای کف‌سازی و یا ترمیم کف‌های موجود مطرح بوده است. یکی از تجربه‌های موفق در این خصوص بازسازی و تعمیر کف‌های بتنی در محوطه پتروشیمی شازند (اراک) است. بتن کف محوطه این مجموعه از سال ۱۳۷۲ تاکنون در حال استفاده بوده که با توجه به ترک خوردگی‌های ایجاد شده از سوی واحد تعمیر و نگهداری نیاز به ترمیم کف‌سازی دیده شد. در این خصوص کارشناسان فنی شرکت نانو نخ و گرانول سیرجان با همکاری مسئولان مجموعه پتروشیمی شازند جهت ترمیم بتن کف پروپوزال فنی و تخصصی استفاده از بتن الیافی را ارائه کردند. در این طرح بتن الیافی با



3LPE PIPE

پوشش‌های سه لایه پلی اتیلنی راهکاری جدید در حل معضلات لوله‌های فولادی



مهدی نگارش
کارشناس فنی شرکت رنگدانه سیرجان

بالا تشکیل شده است. این نوع پوشش که استفاده از آن در خطوط انتقال لوله آب، گاز و نفت به شدت مورد توجه قرار گرفته است، در عمل نسبت به سایر پوشش‌های اعمال شده بر روی لوله‌های فولادی در مقاومت شیمیایی، مقاومت الکتریکی، چسبندگی، مقاومت در برابر سایش، مقاومت مکانیکی، تحمل خمش سرد، مقاومت در برابر نفوذ آب و اکسیژن، پایداری و مقاومت در دماهای پایین تر از ۴۰- درجه سانتیگراد، عملکرد بهتری نشان داده و استفاده از آن به مرور در حال گسترش است.

” ساختار پوشش پلی اتیلن ۳ لایه

ساختار پوشش پلی اتیلن سه لایه به شرح زیر است:

- اولین لایه: آستری اپوکسی پیوند همجوشی (FBE)
- دومین لایه: چسب کوپلیمری (توسط اکستروژن یا به صورت پودر پاشیده شده)
- سومین لایه: لایه فوقانی پلی اتیلن سنگین (HDPE) است که

استانداردهای پوشش پلی اتیلن سه لایه با توجه به حساسیت تولید و کاربرد پوشش لوله‌های انتقال، استانداردهای داخلی و بین‌المللی مختلفی در مورد این موضوع تدوین شده است. که می‌توان از این میان به استانداردهای داخلی IGS-C-TP-10 شرکت گاز ایران، IPS-G-TP-335 شرکت ملی نفت و استانداردهای بین‌المللی ISO 21809-1، Z245.20 Series-10، DIN 30670 اشاره کرد. مجتمع سیرجان محصول پوشش سه لایه پلی اتیلنی خود را منطبق بر تمامی استانداردهای مذکور تولید کرده و شرکت‌هایی از جمله نیک محضر اسپادانا، نورد و لوله صفا، لوله سازی اهواز، نفت و گاز محمدیان ضمن تأیید کیفیت محصولات این مجتمع، از مشتریان برجسته آن هستند.

” معرفی پوشش پلی اتیلن ۳ لایه

سیستم پوشش پلی اتیلن سه لایه، یک پوشش چند لایه است که از لایه‌های پودر اپوکسی اتصالی ذوبی، چسب و پلی اتیلن با دانسیته

توسط اکستروژن اعمال می‌شود.

اولین لایه آستری اپوکسی، پیوندهای عرضی ایجاد می‌کند که این پیوندها سبب ایجاد چسبندگی خیلی خوبی می‌شود و مقاومت زیادی در مقابل خوردگی و نفوذ اکسیژن دارد. اما در برابر ضربات فیزیکی و مکانیکی حین انبار کردن و جابه جایی و اجرای خط بسیار آسیب پذیر است. در مقابل پلی اتیلن در برابر ضربات مکانیکی بسیار مقاوم است ولی پلی اتیلن با فلز چسبندگی ندارد. بنابراین لایه میانی چسب که پلیمر تعدیل شده است، بین لایه آستری و پلی اتیلن قرار می‌گیرد تا این دو لایه را به هم بچسباند.

اگر لایه میانی چسب پس از تمام شدن زمان ژل شدن و پس از تکمیل شبکه پلیمری در پوشش آستری قرار گیرد، واکنش شیمیایی بین پوشش آستری و چسب پلی اتیلن (به غیر از مالئیک اسید، که در چسب وجود دارد) متوقف می‌شود و شکل نمی‌گیرد و چسبندگی ایجاد شده، فیزیکی است. چسبندگی فیزیکی در برابر شرایط جوی نمی‌تواند مقاومت زیادی ایجاد کند و کارایی چندانی ندارد.

یکی دیگر از عواملی که بر کیفیت پوشش سه لایه لوله پلی اتیلن نقش دارد، سرعت خنک کردن لوله‌ها در پایان مرحله آخر پوشش است. این پوشش‌های سه لایه در دمای عملیات بالای ۸۰ درجه سانتیگراد جهت استفاده در خطوط لوله پیشنهاد نمی‌شود.

حداقل ضخامت کل پوشش در جدول ذیل آورده شده است:

قطر لوله (میلی متر)	ضخامت (میلی متر)	ضخامت چسب (میلی متر)	کل ضخامت (میلی متر)
تا ۵۰۰	۰/۲	۰/۱۵	۲/۵
بین ۵۰۰ تا ۹۰۰	۰/۲	۰/۱۵	۳
بالتر از ۹۰۰	۰/۲	۰/۱۵	۳/۵

ویژگی‌های پوشش پلی اتیلن ۳ لایه

- ۱- مقاومت شیمیایی بالا
- ۲- مقاومت بالا در برابر ترک ناشی از تنش‌های محیطی
- ۳- مقاومت عایقی الکتریکی بالا و در نتیجه مصرف کم الکتریسیته برای حفاظت کاتدی
- ۴- چسبندگی خوب به سطح لوله
- ۵- مقاومت سایشی و خواص مکانیکی خوب
- ۶- قابلیت تحمل خمش سرد
- ۷- توانایی کار در درجات حرارت ۴۰- تا ۸۰+ درجه سانتیگراد
- ۸- مقاومت خوب به نفوذ آب و اکسیژن
- ۹- مقاومت در برابر اشعه ماوراء بنفش
- ۱۰- پایداری بلند مدت
- ۱۱- مقاومت بالا در مقابل کاهش احتمالی دما در حین عملیات بهره‌برداری
- ۱۲- آسیب پذیری کمتر حین حمل و نقل و انتقال و انبار کردن

مراحل اجرای پوشش لوله پلی اتیلن ۳ لایه

اولین مرحله‌ی اعمال پوشش آماده کردن سطوح لوله‌های فولادی با سنگ زنی است. که به آن سندبلاست می‌گویند. در مرحله‌ی بعد سطوح لوله فولادی با کرومات یا اسید فسفریک شسته می‌شود. پس از شستن سطوح پودر اپوکسی روی سطوح فولادی پاشیده می‌شود. در آخر توسط دستگاه اکسترودر لایه خارجی پلی اتیلن به حالت نواری بر روی سطوح اعمال می‌شود.

مشکلات خطوط لوله

یکی از مشکلاتی که در خطوط لوله ایجاد می‌شود خوردگی است. اگر پوشش روی لوله دچار خرابی یا نقص شود از جمله جدا شدن قسمتی از پوشش از روی سطح لوله یا ایجاد شدن سوراخ در پوشش، عوامل ایجاد خوردگی شامل آب و اکسیژن با سطح لوله تماس پیدا می‌کنند و به مرور زمان خوردگی ایجاد می‌کنند. خوردگی کارایی پوشش‌ها را از بین می‌برد و با تماس با لوله به آن آسیب می‌زند.

پدیده جורابی شدن یا جدایش پوشش سه لایه از مشکلات مهم دیگری است که در خطوط لوله ایجاد می‌شود. این پدیده به علت جدا شدن پوشش از سطح لوله، بخش‌هایی از لوله را چروک و بخش‌های دیگری که پوشش به طور کامل جدا شده است را دچار آسیب و خوردگی می‌کند. خرابی پوشش باعث تماس مستقیم لوله با آسیب‌های محیطی و در نتیجه آسیب دیدگی و خرابی لوله می‌شود.

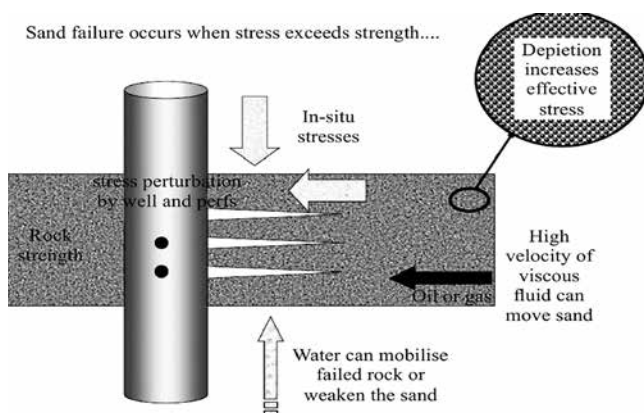
سابقه مجتمع سیرجان در زمینه پوشش‌های پلی اتیلن سه لایه

مجتمع سیرجان با دانش فن آوری نوین و عضو فعال شرکت‌های دانش بنیان، با بیش از ۲۵ سال سابقه در حال حاضر یکی از شاخص‌ترین تولیدکنندگان کامپاندهای تخصصی لوله و مواد اولیه مصرفی جهت ساخت گرانول‌های پلی اتیلن سنگین، گرید تاپ کوت با استفاده از پودر پری دیسپرس کربن بلک مشکی (P-Type) است. براساس آخرین تکنولوژی در راکتور و تحت خلأ و نیتروژن و با لامپ IR بدون هیچ گونه صدمه حرارتی و فیزیکی به پلیمر تولید می‌شود. لازم به توضیح است تولیدات این مجتمع با همکاری واحدهای پتروشیمی جم و امیرکبیر با تناژهای بسیار بالا طی سال‌های گذشته با رضایت کامل کیفی و عملکردی عرضه شده است. این مجتمع در فهرست بلند مناقصه گران وزارت نفت (AVL) حضور دارد. همچنین جزء یکی از واحدهای خوشنام در شرکت ملی صنایع پتروشیمی ایران ثبت و درج شده است و از طرفی دارای پروانه ساخت و بهره‌برداری از وزارت بهداشت، درمان و آموزش پزشکی است و برای محصولات گرید لوله، گواهی نامه بین المللی KIWA را دریافت کرده است. همچنین این واحد ۲ دوره صادرکننده نمونه کشوری و ۴ دوره صادرکننده نمونه استانی در زیرگروه مواد پلیمری، شیمیایی و دانش بنیان است.

بومی سازی تجهیزات قابل انعطاف کنترل شن از چاه Expandable Sand Screen(E.S.S)



ماهان خانلر
مدیر پروژه ESS شرکت همراه پوشش



یکی از اساسی ترین مشکلات تولید از مخازن و یا لایه های که جنس سنگ آنها ماسه سنگ است تولید ماسه همراه با سیال تولیدی از این لایه ها می باشد. این مشکل از دیر باز وجود داشته و باعث بروز مشکلاتی همچون انسداد چاه، آسیب جدی به تجهیزات درون چاهی و برون چاهی می شده. این معضل بعنوان یکی از چالشهای اساسی سالیان زیادی فکر و اندیشه افراد زیادی را به خود معطوف داشته و در همین راستا تکنیک های بسیاری وارد بازار شده و رشد تکاملی قابل ملاحظه ای داشته اند. این مقاله سعی دارد تکنیک جدیدی را برای تکمیل این لایه ها تحت عنوان توری های ماسه قابل انبساط را معرفی نماید. برای این منظور و جهت مقایسه این روش نوین، ابتدا انواع روش های تکمیل لایه های ماسه سنگی و تکنیک های جلوگیری از تولید ماسه شرح داده می شود. در این مقاله به معرفی این روش نوین پرداخته، مزایا و معایب آن را بیان کرده و به مقایسه این روش نوین با روش های قدیمی می پردازیم. و در پایان نمونه چاه های را که با این روش نوین تکمیل شده اند را معرفی کرده و به مقایسه دبی و فشار جریانی قبل و بعد از تکمیل این چاه ها با این روش نوین می پردازیم.

روشهای کنترل ماسه

به طور کلی روشهای کنترل ماسه را می توان به سه روش تقسیم کرد :

- ۱- کاهش نیروهای حرکتی
- ۲- کنترل ماسه از طریق سفت کردن مصنوعی سازند.
- ۳- کنترل مکانیکی ماسه
- کنترل ماسه از طریق کاهش نیروهای حرکتی، نیروهای حرکتی به طرق زیر کاهش پیدا می کنند :
- تکمیل چاه با شبکه های بزرگتر و تمیز تر.
- افزایش تعداد شبکه ها در واحد طول.
- افزایش طول مسیر مشبک.
- ایجاد کانالهای مصنوعی در سازند از طریق ایجاد شکاف هیدرولیکی
- کم کردن تولید
- در یک تولید طبیعی صرف نظر از حجم تولید همیشه مقداری ماسه تولید می شود. اگر میزان تولید از یک مقدار افزایش پیدا کند، تولید ماسه به صورت فزاینده ای افزایش می یابد. اگر مجبور شوید به دلایل اقتصادی میزان تولید را بالا ببرید باید مقدار بحرانی میزان تولید را محاسبه کرده و هرگز از این میزان تجاوز ننمود اصرار شما جهت تولید بیشتر یکی از سریعترین روش هایی است که چاه را به ورطه انسداد می کشاند. مطلوب ترین رفتار با اینگونه مخازن نگه داشتن میزان تولید در زیر میزان بحرانی است پس تولید کم و مداوم در اینگونه مخازن بهترین توصیه است.

کنترل ماسه از طریق سفت کردن مصنوعی سازند

فلسفه این روش این است، ماسه سازنده را در منطقه نزدیک چاه طوری سفت کنند

مشکل ریزش ماسه بیشتر در سازندهای کم عمق ظاهر می شود. همچنین این مشکل در سازندهای عمیق تر از ۳۵۰۰ متر نیز وجود دارد. وقتی که در مورد مواد جامدی که همراه سیال تولید می شوند صحبت می کنیم، بایستی بین مواد جامد زیر فرق گذاشته شود این مواد به دو دسته مجزا تقسیم می شوند.

- مواد جامد سازند

- مواد جامد سیال سازند

مواد جامد سیال بایستی همراه با سیال تولید شده و به سطح زمین آورده شوند. زیرا در غیر این صورت، این مواد باعث گرفته شدن منافذ می شوند. بنابراین وقتی که صحبت از کنترل ماسه می شود، منظور ماسه ای است که از سازند تولید می شود که نسبت تولید این ماسه به Rate تولید، نسبتی کاملاً مستقیم است یعنی هر چه میزان تولید را بیشتر نمایید میزان تولید ماسه ها بیشتر خواهد شد.

علل تولید ماسه به قرار زیر می باشد:

- ۱- به وجود آمدن نیروهای حرکتی توسط سیال متحرک
- ۲- کاهش سفتی و یا سختی سازند بر اثر تولید
- ۳- به علت تولید آب
- ۴- کاهش Krc به علت افزایش درجه اشباع آب، که این امر باعث افت فشار بیشتر می شود.
- ۵- کاهش فشار مخزن (Pore Pressure) که این امر باعث می شود تا نیروی Compaction بالا رود و این امر باعث خراب شدن سیمان بین دانه های شن می شود.

Gravel Packing وجود دارد این است که به علت رسوب کردن (Shale) در بین آنها شبکه‌های آستری مسدود شده و در نتیجه سرعت سیال در شبکه‌های باز زیاد می‌شود و این امر باعث فرسایش Liner می‌شود. این پدیده با سرعت زیادی رخ می‌دهد و غیر قابل کنترل می‌باشد به همین دلیل خیلی سریع این روش منسوخ شد.

Gravel Pack

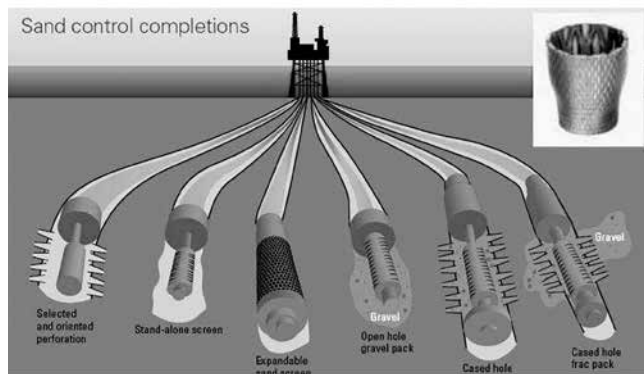
یکی از روش‌هایی مکانیکی نسبتاً مطلوب که جایگزین روش‌های قبلی شد Gravel Pack می‌باشد در این روش علاوه بر استفاده از Screen در فضای حلقوی توری و آستری، Gravel قرار می‌گیرد و در صورتی که سازند دچار Wash Out نیز شده باشد کل منطقه توسط ذرات Gravel پر می‌شود تزریق گراول تا رسیدن به ماکزیمم فشار مجاز انجام می‌شود. در صورتی که چاهی با این سیستم تکمیل شود باید نکات ذیل را رعایت نمود:

- دانه‌های Gravel بایستی تا آنجا که ممکن است بزرگ باشند. ماسه‌ها بایستی بیرون آستری شنی متوقف شوند
- ریگ‌ها بایستی سفت و سخت باشند
- ضخامت آستری شنی بزرگتر از ۳" انتخاب شود. به این وسیله سرعت بیشتر سیال میسر می‌گردد.

یکی از مشکلات مهم در بکارگیری Gravel Pack در چاه‌های Cased Hole Completion مسدود بودن مشبک‌ها می‌باشد زیرا مایع همراه با ریگ بایستی از درون این شبکه‌ها (روزنه‌ها) عبور کند و اگر روزنه‌ها توسط تکه‌های فلزی و یا تکه‌های سنگ سازند گرفته شده باشند. در اینصورت این امر مانع از جاری شدن مایع از طریق Perforation خواهد شد. بنابراین بایستی روزنه‌ها کاملاً تمیز و شسته شود. قبل از آغاز عملیات، این کار یعنی شستشوی روزنه‌ها توسط دستگاه Cup-Type Perforation wash tool انجام می‌پذیرد و توسط سیالات مناسب باید محل کاملاً تمیز گردد.

مسئله دوم این است که روزنه‌ها بایستی بعد از پمپ کردن Gravel Pack توسط ریگ‌ها پر شوند تا بدینوسیله این روزنه‌ها توسط ماسه پر کرده نشوند. برای این منظور با ماکزیمم توان پمپ‌ها و تا رسیدن به نهایت فشار مجاز پمپاژ Gravel به سازند ادامه می‌یابد در صورت برخورد Wash Out شدید سازند ممکن است این عملیات هفته‌ها ادامه یابد و بارها ناچار به تزریق Gravel در چاه شوید.

Sand Control Completions



Expandable Sand Screen (E.S.S)

این متد توانایی آن را دارد که در انواع تکمیل چاه رانده شود این سیستم هم در چاه حفره باز هم در حفره بسته قابلیت نصب و بهره‌وری را دارد و در این روش در روبروی

که این ماسه‌ها در اثر نیروهای هیدروپنایمیک که در اثر تولید ایجاد می‌شوند. حرکت نکنند. در این روش رزین یا صمغ به داخل سازند پمپ کرده می‌شود. بعد از سخت شدن رزین سازند سفت می‌شود، اما از طرف دیگر این روش باعث کاهش Permeability می‌شود زیرا کانالها تا حدودی توسط رزین پر می‌شوند.

زیانهای این روش عبارتند از:

- کاهش Permeability
- زمان پمپ کردن صمغ و رزین به داخل سازند محدود است
- اکثر مواد استفاده شونده در این روش بسیار سمی بوده و قابل اشتغال هستند
- یک توزیع یکنواخت مایع از طریق روزنه‌ها (Perforation) به سختی اعمال می‌شود.
- باعث ایجاد Skin Effect شدید می‌شود

کنترل مکانیکی ماسه

در روش‌های مکانیکی، برای کنترل ماسه از فیلتر استفاده می‌شود. عمده مشکلات موجود در این روش‌ها این است که کنترل ماسه باعث کاهش تولید نشود باید مرتباً این نکته را مد نظر قرار داد که تولید بیشتر منجر به ریزش بیشتر ماسه‌ها می‌شود. در این زمینه تلاش‌های مستمر انجام شده که می‌توان به Gravel pack, Slotted Liner, Wire Wrapped Screen, Prepacked Liner اشاره نمود در سالیان اخیر شرکت و درفورد آمریکا، تکنولوژی توری‌های قابل انبساط را به بازار ارائه نمود که نتایج درخشانی به همراه داشته و بهره‌دهی چاه‌هایی که با تولید ماسه همراه بوده را تا ۷۰٪ با این تکنولوژی بالا برد. در ادامه به انواع سیستم‌های کنترل شنی اشاره شده است:

Slotted Liner

این نوع آستری در جهت طولی شکاف دارد. کمترین طول شکافها ۳/۰ میلی‌متر می‌باشد. از بکارگیری این نوع آستری نتایج خوبی می‌توان گرفت. اگر سازند از ذرات درشت و سخت تشکیل شده باشد، برای اینکه بازدهی این آستری‌ها بیشتر شود بهتر است آنها را همراه یک فیلتر بکار برد فیلترها را در چاه‌های جداری گذاری شده (چاه با لوله جداری) نیز می‌توان بکار برد. آنها را مقابل Perforation آویزان می‌کنند، اما با این روش قطر چاه کاهش می‌یابد. باید این نکته را متذکر شد که در تکمیل slotted Liner تا اندازه‌ای می‌توان از تولید ماسه جلوگیری نمود اما این روش چندان مناسب نیست و خصوصاً در تولید با حجم زیاد خیلی سریع چاه و مسیر تولید مسدود می‌شود.

Wire Wrapped Screens

این نوع آستری‌ها از یک لوله شکاف دار یا روزنه دار، با راه‌ها و کانالهای تنگ و باریک ساخته شده و در داخل آن یک سیم با مقطع دوزنقه‌ای یا مثلثی، تشکیل شده‌اند. از طریق این کانالها سیال عبور می‌کند و ماسه متوقف می‌شود. کوچکترین شکاف حدود ۰/۰۵ میلی‌متر می‌باشد، اما باید اذعان نمود که این روش نیز چندان مناسب نیست و موفقیت در این روش صددرصد نیست.

Prepacked Liner

این نوع آستری‌ها تشکیل یافته‌اند از یک لوله فولادی مشبک (طبق استانداردهای API و این لوله توسط (Sand Pack) که با صمغ مصنوعی به آن چسبیده شده - احاطه شده است به شنی دارای شن‌هایی با بزرگی مختلف می‌باشد. این نوع فیلترها را می‌توان تا دمای ۱۶۰°C بکار برد. خطر بزرگی که برای آستری‌های بدون

فوق پیشرفته امکان تولید از هر لایه را به طور جداگانه فراهم نموده و با قابلیت مسدود سازی که در این سیستم پیشبینی شده می توان لایه های آبدار را به راحتی از مسیر تولید خارج و از لایه های بالاتر به تولید ادامه داد. توانایی متخصصین این شرکت در دستیابی به سیستم فوق پیشرفته Multi-zone نشان داده است که اعتماد و نگاه به داخل چگونه توانسته ما را از کالای خارجی بی نیاز و باعث مباحثات شرکت های خارجی شود.



” مقایسه توری های کنترل شن با سایر متدهای تکمیل در مخازن ماسه ای E.S.S. نسبت به Gravel Pack که بهترین روش کنترل تولید شن می باشد، مزیت های قابل توجهی دارد. بگونه ای که شرکتهای عظیم نفتی دنیا به کارآمدی این سیستم کاملاً پی برده اند و استفاده از این تکنولوژی جدید بصورت تصاعدی در حال رشد میباشد. این روش آنقدر امتیاز دارد که حتی چاههای کاندید که نیاز به تعمیر ندارند را نیز می توان با E.S.S جایگزین کرد و با بالا بردن Rate و اضافه تولید هزینه های متحمل شده را کاملاً جبران نمود. رمز برتری به سایر روشها در اینست که اجازه حرکت را به سازند مجاور خود نمیدهد. سازند هر چند هم که سست باشد جایی برای ریزشی ندارد. فاصله توری با دیواره در روشهایی که نامبرده شده باعث بروز مشکلات عدیده ای از قبیل خوردگی، فرسایش، Plugging و سرعت بالا آمدن سطح آب در محدوده جابجایی حتی در روش Gravel Pack که سعی شده این فضا با Gravel پر شود باز هم مقداری فضای خالی باقی می ماند هر چند نسبت به روشهای دیگر کمتر است ولی گریزی از آن نیست و این فضای خالی مشکلات بسیاری را به وجود می آورد. در چاههای انحراف دار و افقی نیز امکان نصب E.S.S وجود دارد. در حالیکه امکان نصب سیستم های دیگر غیر ممکن و سخت می باشد.



” مقایسه E.S.S با GRAVEL PACK

۱- با چسبیدن به دیواره چاه فضای دالیزی را کاملاً حذف میکند و جریان دالیزی را کاملاً از بین می برد و هر سیالی که در چاه پمپ شود مستقیماً وارد سازند می شود و جریان دالیزی وجود ندارد این امر در تزریق اسید بسیار حائز اهمیت است.

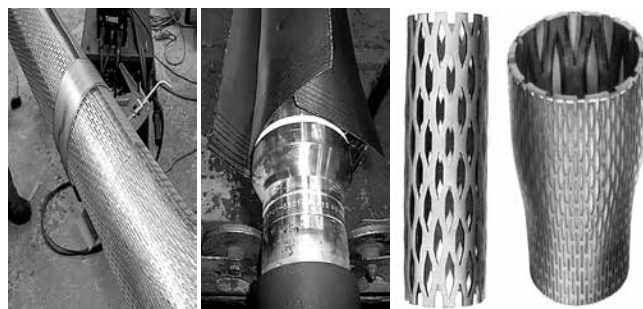
۲- ایزوله کردن منطقه ای چاه براحتی انجام می شود و در مخازنی که آب و نفت بصورت لایه ای و نامرتب وجود دارند این امر باعث بهره برداری از لایه های مختلف مخزن می شود. توجه کنید که در روش Gravel Pack این عملیات غیر ممکن و یا بسیار سختی انجام میشود

۳- کاملاً به دیواره چاه می چسبد و به منزله دیواره محکمی برای چاه است و میتواند دانه های شن و ماسه را که حامل نیروهای زیادی (Sand Blast) هستند در در جای خود نگهداشته و از بروز خوردگی پر اثر بر خورد ذرات ریز شن و ماسه به دیواره را جلوگیری کند.

قسمت های بهره ده چاه شبکه های سه لایه نصب شده که توری در لایه میانی قرار می گیرد این مجموعه ابتدا در محل مورد نظر نصب و سپس به دیواره چاه می چسبد و اجازه حرکت را به سازند بهره ده نمی دهد توجه کنید که در کلیه روش های قبلی همیشه فاصله ای بین حفره چاه و توری وجود داشته که خود باعث بروز مشکلات زیادی می شود. راندن توری های کنترل شن به راحتی توسط دکل های سبک و نیمه سبک قابل انجام است و توانایی نصب در چاه های افقی را نیز دارا می باشد. از نصب اولین E.S.S در جهان دو دهه می گذرد و طی این سال ها این سیستم بدون هیچ مشکلی کار می کند. شرکت نفت و گاز همراه پوشش با بومی سازی این تکنولوژی توانسته علاوه بر جلوگیری از هدر رفت ارز، قیمتی به مراتب پایین تر از نمونه خارجی با تیم پشتیبانی بهتر با توجه به حضور تیم ساخت و مهندسی تا عملیات آن در ایران برای مصرف کننده فراهم سازد.

برخی مزیت های استفاده از محصول ایرانی:

- ۱- اشتغال زایی پایدار
- ۲- جلوگیری از خروج ارز
- ۳- رفع وابستگی
- ۴- توسعه محصول بر اساس شرایط چاه و نیاز مصرف کننده و امکان حضور در بازار صادراتی



” بومی سازی توری ها منبسط شونده کنترل شن توسط شرکت همراه پوشش

شرکت همراه پوشش پس از مذاکرات و تلاش فراوان با انتقال تکنولوژی از شرکت دارای فناوری TMOT در سال های ابتدای دهه ۹۰ شمسی و با تکیه بر عزم و روحیه ی جهادی با بومی سازی، انتقال دانش ساخت و انتقال دانش نصب و ارتقا سطح دانش بومی این تکنولوژی گامی بلند و استوار در راستای توانمند سازی صنعت نفت پرداخته است. فرایند انتقال تکنولوژی، دانش مربوط به ساخت قطعات، کنترل کیفیت، تست، تکمیل تجهیزات کنترل، چاه مصنوعی، اتاق تست، دانش مونتاژ، تامین تجهیزات و ادوات رانش، آموزش پرسنل، آموزش مونتاژ سر چاهی و نصب آن در چاه و در انتها دانش بهره برداری و تولید نفت بدون شن از چاه طبق دستور العمل های بدون انتقال داده شده را در بر گرفته و با افتخار هم اکنون و طی حدود یک دهه بومی سازی آن تکمیل و در حدود بیش از ۲۰ حلقه چاه شن ده در میادین منصوری اهواز و شادگان متعلق به شرکت مناطق نفت خیز جنوب مورد استفاده قرار گرفته و به طور میانگین تولید صفر چاه های مذکور را به حدود میانگین ۲۰۰۰ بشکه در روز افزایش و به سبب آن درآمد شایانی از تولید نفت روزانه برای کشور عزیزمان ایجاد کرده است.

هم اکنون مهندسین و متخصصین گروه همراه پوشش با تکیه بر دانش کسب شده و بومی سازی شده با توجه به شرایط تولیدی چاه و همچنین تجزیه و تحلیل آنالیز غربال به آنالیز امکان سنجی و طراحی روش های بهینه ی کنترل شن با استفاده از توری های قابل انبساط به کنترل شن می پردازند به نحوی که به جز انواع سیستم های مهار شن Single موفق به دستیابی به تکنولوژی Multi-zone این سیستم ها نیز شده است. این سیستم

۵۵٪ زمان دکل Save می شود.

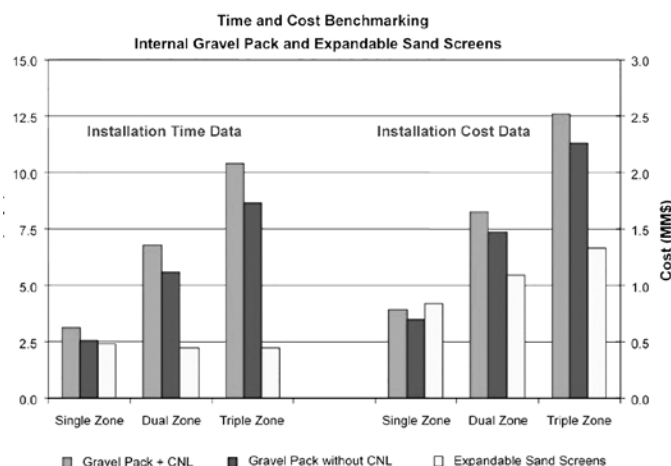
۱۷- قابلیت رانده شدن و Expand شدن در حفره های افقی را دارا می باشد.

۱۸- در تکمیل با E.S.S می توان میزان تولید را تا مقدار دلخواه افزایش داد بدون آنکه درصدی ماسه وارد نفت شود.

جدول زیر وضعیت چاه های تکمیل شده با ESS و GRAVEL PACK را قبل و بعد از نصب مقایسه کرده است :

چاه های مجهز به سیستم مهار شن						
شماره چاه	وضعیت چاه قبل از نصب سیستم مهار شن		وضعیت چاه بعد از نصب سیستم مهار شن		نوع سیستم نصب شده	
	تک	فشار (پ.ا)	تک	فشار (پ.ا)	تک	فشار (پ.ا)
۱	۱۲۴۶	۱۰۲۲	۱۲۴۶	۱۰۲۲	GPS	۴۷۰
۲	۱۱	۱۱۲۰	۱۱	۱۱۲۰	GPS	۴۴۲
۳	۱۴	۱۲۸۰	۱۴	۱۲۸۰	ESS	۲۸
۴	۱۱	۱۱۲۰	۱۱	۱۱۲۰	GPS	۴۴۲
۵	۱۱	۱۱۸۰	۱۱	۱۱۸۰	ESS	۲۴
۶	۲۸	۱۲۴۵	۲۸	۱۲۴۵	GPS	۱۸۸۰
۷	۱۱	۱۴۰۰	۱۱	۱۴۰۰	GPS	۱۹
۸	۱۱	۱۰۵۰	۱۱	۱۰۵۰	GPS	۱۲۵۰
۹	۰	۰	۰	۰	GPS	۱۱۸۰
۱۰	۱۵	۱۰۵۹	۱۵	۱۲۱۶	ESS	۱۴۱
۱۱	۰	۰	۵	۱۲۱۱	ESS	۲۸
۱۲	۳	۱۲۳۵	۳	۱۱۸۴	GPS	۲۷
۱۳	۱۱	۱۲۸۰	۶.۲	۱۲۱۷	GPS	۲۲
۱۴	۱۱	۱۰۵۰	۲.۸	۱۱۹۱	GPS	۱۷۸
۱۵	۰	۰	۲.۲	۱۲۵۰	GPS	۱۸۰
۱۶	۰	۰	۵	۱۲۴۲	GPS	۲۴
۱۷	۱۴	۸۵۸	۰	۱۲۰۰	GPS	۱۲۰۰
۱۸	۱۵	۱۲۱۸	۲.۵	۸۱۵	GPS	۲۲
۱۹	۰	۰	۱.۷	۹۰۶	GPS	۲۴۲۲
۲۰	۱۵	۱۱۸۵	۰	۱۱۵۰	GPS	۱۵۰۰
۲۱	۴.۵	۱۲۱۹	۲.۲	۱۲۲۶	GPS	۲۲۵
۲۲	۳	۷۴۹	۵	۸۲۵	ESS	۱۹
۲۳	۳	۹۲۲	۵	۸۲۰	ESS	۷۱
۲۴	۲.۴	۱۲۶۹	۴.۵	۸۰۴	ESS	۲۴
۲۵	۲.۸	۲۶۵۰	۹	۹۲۵	ESS	۵۶
۲۶	۱۹	۹۰۰	۳	۹۰۲	ESS	۲۱۱۵
۲۷	۲.۸	۸۷۶	۵	۱۲۴	ESS	۲۸
۲۸	۴	۹۸۰	۶	۶۷۱	ESS	۲۸
۲۹	۲.۶	۹۶۰	۸.۵	۹۲۲	ESS	۲۲
۳۰	۰	۰	۱.۵	۸۴۰	ESS	۲۸

نمودار زیر نسبت زمان و هزینه سیستم E.S.S و GRAVEL PACK را نشان می دهد :



نتیجه گیری:

با توجه به بررسی کلیه روشها و مطالعه افت فشار مخازن در بخشهای ماسه خیز به نظر میرسد که روش توری های ماسه قابل انبساط از کلیه روشهای دیگر جلوگیری از تولید ماسه همراه نفت مناسبتر بوده خصوصاً اگر هدف بهره برداری با نرخ بالا از یک چاه باشد پیشنهاد می شود چاه های جدیدی که مشکل تولید ماسه دارند را با این روش نوین تکمیل نمود همچنین پیشنهاد می شود از این روش را به عنوان یکی از روش های افزایش دبی تولیدی برای مخازن ماسه سنگی ، مخازنی دارای سنگ سست ، مخازن دارای مشکل آب تولیدی و یا مخازنی که احتمال پدیده water coning در آنها بالا می باشد استفاده شود .



چاه پیمائی در ایران دچار یک دور تسلسل باطل شده است اشتباهات پرهزینه با اندکی تدبیر قابل رفع است

عزت الله عسکری



اشتباه به ظاهر کوچک از سوی افرادی که در تربیت‌شان دقت نشده و با نداشتن علاقه یا نبودن انگیزه‌های لازم در ایشان چه خساراتی را می‌تواند بدنبال داشته باشد. تجربه ۳۷ ساله نگارنده می‌گوید چاه پیمائی در ایران دچار یک دور باطل شده است و برای آن باید کاری اساسی کرد. اول اینکه این رشته و بسیاری از رشته‌های خدمات فنی مهندسی دیگر مثل لوله مغزی سیار، غواصی صنعتی، رانندگی رشته تکمیل خدمات پمپ‌های برقی درون چاهی و ... نباید دولتی باشند. مجموعه مقررات فعلی شرکت ملی نفت ایران قادر به تأمین انتظارات افراد شاغل در این رشته‌ها نیست. نه سمت‌های سازمانی و پایه‌های شغلی و نه حقوق و دستمزد در شأن ایشان نیست. برای ابقاء این دسته از مشاغل بایستی در مقررات و دستورالعمل‌ها بازنگری اساسی صورت بگیرد. چاه پیمائی یکی از مشاغل سنگین و حساس است که معمولاً در بدترین شرایط آب و هوایی و در محیط‌های آلوده و خطرناک انجام می‌شود. بنابراین برای راضی نگاه داشتن افراد بایستی در تعریف سمت‌های سازمانی و همچنین نرخ حقوق و دستمزد آنها نسبت به دیگر مشاغل ساده‌تر تفاوت

در شماره ۲۹ نشریه چشم انداز نفت بطور مفصل در مورد چاه پیمائی مطالبی را ارائه کردم. همچنین در شماره ۳۴ نیز تاریخچه چاه پیمائی ساده در ایران تشریح شد. قبل اینکه وارد بحث و بازگو کردن یکی دیگر از تجارب شیرین و مهم شوم، لازم می‌دانم مواردی را جهت اطلاع مدیران ارشد صنعت نفت بیان نمایم. این موارد نتیجه ۳۷ سال تلاش و فعالیت در یک رشته فنی مهندسی خاص و بسیار با اهمیت است. اگر سلسله مقالات ما را در مورد چاه پیمائی در شماره‌های قبل دنبال کرده باشید، می‌دانید که این رشته در شکل‌گیری چاه‌های تولیدی نفت و گاز تزریقی و غیره از چه اهمیتی برخوردار است. خدمات چاه پیمائی از جمله رشته‌های خدمات فنی مهندسی است که از روزهای آغازین و تولد یک چاه تا زمان مرگ و متروکه شدن چاه همواره مورد نیاز است. استفاده بهینه از خدمات چاه پیمائی ساده صرفه جویی اقتصادی بسیار زیادی برای شرکت‌های تولید کننده نفت و گاز به ارمغان می‌آورد. به شرط اینکه گروه‌های چاه پیمائی بطور کامل مجهز شوند و از افراد مناسب برای بکارگیری و ماندگاری متخصصان استفاده شود. در تجربه این شماره خواهیم دانست که یک

فاحشی وجود داشته باشد تا باعث ماندگاری افراد در این رشته‌ها شود.

فقدان یک آموزشگاه مجهز و استاندارد خدمات فنی سرچاهی

تربیت افراد مناسب و متخصص از دیگر چالش‌های موجود است. دوران کارآموزی و کارورزی در این رشته بسیار طولانی است به همین علت خیلی زود باعث دلسردی افراد شده و در نتیجه تلاش برای ترک این شغل همیشه در جریان است. در بسیاری از موارد به علاقه افراد توجه نمی‌شود. بسیاری از شاغلین فعلی برحسب اجبار به فعالیت خود ادامه می‌دهند. عدم علاقه از یک سو و نارضایتی از موقعیت شغلی و حقوق مزایا معمولاً ضریب اشتباه و خطاهای انسانی را افزایش می‌دهد. تنها راه برای کاهش دوران کارآموزی و کارورزی و همچنین ایجاد علاقه در افراد برای اعزام ایشان به یک مرکز مجهز و استاندارد آموزشی در بدو استخدام است. متأسفانه جای یک هنرستان یا مرکز آموزشی برای تربیت متخصصان در بیشتر رشته‌های خدمات فنی و مهندسی در کشور خالی است. در سال ۱۳۶۲ شرکت نفت فلات قاره ایران یک مرکز آموزش چاه پیمائی دایر کرد که در سال ۱۳۶۷ بطور کامل تعطیل شد. در حال حاضر تنها در شرکت نفت فلات قاره ایران و در جزیره لاوان امکانات آموزشی خدمات چاه پیمائی و خدمات فنی سرچاهی به همت کارکنان واحد خدمات فنی چاه‌ها بصورت خودجوش بوجود آمده است که از آنها برای آموزش و تمرین شاغلین همان منطقه استفاده می‌شود.

• عدم اعتماد به تجهیزات بومی سازی داخلی

عامل دیگر در موفقیت خدمات چاه پیمائی استفاده از لوازم و تجهیزات کامل و به‌روزرسانی شده است. لوازم و تجهیزات چاه پیمائی در ضمن حساس بودن بسیار گران قیمت نیز هستند تا همین چند سال قبل کلیه تجهیزات و ماشین آلات بایستی از خارج تأمین می‌شد اما با همکاری شرکت ملی نفت و بخش خصوصی و دولتی بسیاری از این اقلام بومی‌سازی شده و هم اکنون در داخل تولید می‌شوند. اما هنوز آن ارتباط مؤثر و قابل قبولی که انتظار می‌رود بین خریداران و تولیدکنندگان بوجود نیامده است. هنوز دو طرف به همدیگر اطمینان لازم را پیدا نکرده‌اند.

• رضایت مندی نیروی انسانی در شرکت‌های خصوصی موفق‌تر از دولتی تا سال ۱۳۸۲ خدمات چاه پیمائی تنها بصورت دولتی وجود داشت. از آن سال شرکت‌های خصوصی نیز در این حوزه فعال شدند که برخی از آنها بسیار توانمند هستند. زیرا آنها جهت تأمین تجهیزات و به‌روزرسانی تکنولوژی‌های نوین با مشکلات کمتری روبرو هستند. اما آنها هم مثل شرکت‌های دولتی در تأمین و تربیت نیروی انسانی مناسب و مجرب با همان مشکلات روبرو هستند. شرکت‌های خصوصی در ایجاد انگیزه و علاقه برای شاغلان خود موفق‌تر بوده‌اند. کلام آخر با مدیران شرکت‌های دولتی اینکه اگر می‌خواهید همچنان خدمات فنی مهندسی بویژه خدمات چاه پیمائی و لوله مغزی سیار را در شرکت‌های فرعی شرکت ملی نفت داشته باشید باید به چند کار بزرگ دست بزنید.

۱- گروه‌های چاه پیمائی و لوله مغزی سیار را به ماشین آلات و ابزار و تکنولوژی‌های جدید و نوین مجهز سازید. به قول معروف باید پول خرج کنید و سرمایه‌گذاری لازم را انجام دهید.

۲- حداقل یک مرکز آموزشی مجهز و استاندارد ایجاد کنید و با بکارگیری استادان مجرب نیروهای مورد نیاز را در بدو استخدام تحت آموزش قرار

دهید. سپس شاغلین را در ادوار مختلف به این مرکز اعزام و تحت بازآموزی قرار داده و با تکنولوژی‌های جدید آشنا کنید.

۳- در تعریف سازمان و نمودار سازمانی و سمت‌های سازمانی بازنگری کنید. در خصوص پرداخت حقوق و مزایای مناسب که ماندگاری افراد را تضمین می‌کند اقدامات جدی به عمل آورید. در غیر این صورت بهتر است این خدمات را از بدنه شرکت‌های تولید کننده نفت و گاز حذف کرده، تأمین و نیازهای این شرکت‌ها در این حوزه را برون سپاری کنید. بخش خصوصی به علت غوطه ور نبودن در این قوانین این توان را دارد که براحتی جایگاه مناسب خود را در صنعت نفت ایران تثبیت کند.

اکنون به بحث خود باز می‌گردیم. هدف ما این بود که تجارب خود را در قالب خاطره و داستان در اختیار نسل‌های بعدی قرار دهیم. البته این تجربه‌ها می‌تواند مورد توجه شاغلین فعلی قرار بگیرد. ممکن است داستان ما برای ایشان هم اتفاق بیفتد و نتیجه این تجربه را بکار ببندند.

قصه از اینجا شروع شده که در میدان نفتی مشترک سلمان حفاری یک چاه نفتی توسط یک دکل حفاری استیجاری خارجی به اتمام رسیده و عملیات راندن رشته تکمیل در برنامه قرار داشت. چاه بصورت افقی و Open hole تکمیل شده بود. قرار بود که چاه بصورت تولید مصنوعی به روش فراز آوری با گاز تکمیل شود. به درخواست مهندسی تکمیل چاه یک گروه چاه پیمائی از سوی واحد خدمات فنی چاه‌ها به دکل اعزام شد تا در مواقع ضروری عملیات مورد نیاز چاه پیمائی را انجام دهد. اندازه رشته تکمیلی $5 \times 3 \times \frac{1}{2}$ شامل مقر شیر ایمنی ۱۷ اینچ تعداد مندرل گاز رانی $\frac{1}{2}$ ۵ تلسکوپ جوینت و یک مقر $3 \times 8 \times \frac{1}{2}$ جهت جدا کردن فضای حلقوی و لوله مغزی در نظر گرفته شده بود. پکر از نوع هیدرولیک ست بود. معمولاً برای نصب چنین پکرهایی یا از pump-out-plog یا از catcher sub استفاده می‌شود. تجهیزاتی که نام برده شد مسدود کننده‌های موقتی شامل یک Ball (توپک) و یک نشیمنگاه (seat) قرار می‌گیرد. با اعمال فشار هیدرولیک بداخل لوله مغزی پکری در جای خود نصب می‌شود. با ازدیاد فشار پین‌های نگهدارنده Seat بریده و نشیمنگاه و گوی فلزی از محل خود جدا و به انتهای چاه سقوط می‌کنند. با این اتفاق هم پکر ست می‌شود و هم انتهای لوله مغزی باز و چاه آماده تولید می‌شود.

اما ممکن است در شرایط خاص دیگری با نصب یک مسدود کننده توسط عملیات سی‌مرانی و چاه پیمائی مبادرت به نصب پکر کنند که معمولاً از مسدود کننده یکطرفه‌ای موسوم به Standing Valve استفاده می‌شود. این شیر یکطرفه مسیر از پائین به بالا را نمی‌تواند مسدود کند. اما چون از بالا به پائین را مسدود می‌کند، می‌تواند جهت نصب پکر استفاده شود. استفاده دیگر این شیر برای آزمایش فشار لوله‌های مغزی است. اما متأسفانه استفاده از مسدود کننده‌های دو طرفه در ایران مرسوم شده است. استفاده از این نوع مسدود کننده برای نصب و ست کردن پکر در اعماق کم حدود ۳۰۰ تا ۴۰۰ فوتی معمولاً مشکلی بوجود نمی‌آورد. اما در اعماق زیاد بدون توجه به شرایط چاه می‌تواند هزینه‌های گزافی را به شرکت‌ها تحمیل کند. در سناریوی ما از گروه چاه پیمائی خواسته می‌شود که یک عدد مسدود کننده ساخت شرکت بیکر هیوز از نوع FWG در اندازه $3 \frac{1}{2}$ را در عمق حدود ۷ هزار پایی نصب کند.

درخواست توسط گروه انجام می‌شود. با اعمال فشار از طریق لوله مغزی پکر با موفقیت نصب می‌شود از گروه چاه پیمائی خواسته می‌شود تا پلاگ را از چاه خارج نماید. برای خارج کردن مسدود کننده نیاز است که ابزار با

فرو رفتن به داخل پلاگ کار آزاد کردن قفل های پلاگ را بعهدہ بگیرند. البته قبل از آن با ابزار بیرون کشنده یک میله موسوم به پرانگ یا Evalizing prong را بایستی از داخل پرانگ بیرون بیاورند. با خارج کردن این قطعه عمل تبادل فشار پایین و بالای پلاگ انجام می شود. گروه چاه پیمائی این عمل را ابتدا انجام داده و چند بار جهت خارج کردن پلاگ اقدام می کنند که همگی ناموفق بوده و در یکی از این اقدامات ناموفق Probe از ابزار بیرون کشیده (Pulling Tool) جدا شده و در داخل پلاگ باقی می ماند.



• بریده شدن سیم چاه پیمائی

عملیات ناموفق در چندین مرحله و خستگی مفرط و عدم توجه به شرایط چاه و عدم شناخت کافی نسبت به مکانیزم ابزار و تجهیزات باعث شروع اشتباهای متعدد و متوالی از سوی سرپرست گروه چاه پیمائی می شود. ابزار بیرون کشنده ای که در ابتدا استفاده می شود از نوع Jar Up Shear است. یعنی پین آن با ضربه به سمت بالا بریده می شود. اول اینکه علت خارج نشدن مسدود کننده توسط اپراتور درک نشده است. دوم پس از چند مرحله عملیات ناموفق برای اینکه امکان ضربه زدن بیشتر مهیا شود بجای استفاده از ابزار بیرون کشنده از نوع Jar Down Shear از پین فولادی خشکه استفاده می کند.

مهم ترین اشتباه اپراتور عدم مشورت با مافوق است. تمامی تصمیم های اشتباه را خودسرانه گرفته بود. سه روز خودش و گروه را خسته کرده بود و دکل را در حالت انتظار قرار داده بود و در نهایت سیم چاه پیمائی بریده و ابزار و مسدود کننده همچنان در چاه باقی مانده بود. مسدود کننده از جای خود خارج نمی شد و ابزار چاه پیمائی هم بدلیل استفاده از پین نامناسب امکان جدا شدن از مسدود کننده را پیدا نمی کرد. از همه بدتر سیم هم بریده بود و به اصطلاح یک Fish بجای گذاشته شده بود. با این اوضاع به نظر می رسید که تنها راه کشیدن و خارج کردن مجدد رشته تکمیل باشد.

• درک غلط از شرایط چاه و اشتباهای گران قیمت

در این شرایط یکی از مهندسان شرکت نفت فلات قاره که رئیس واحد مهندسی تکمیل چاه بود. بصورت تلفنی با نگارنده تماس گرفت و گفت: آقا فکری بکن که آبروی همه ما در خطر است.

گفتم: چرا؟

گفت: اگر مجبور بشویم رشته تکمیل را از چاه خارج کنیم برای راندن مجدد، رشته موجودی پکر صفر است و تا بخواهیم از جایی پکر تهیه کنیم دکل وارد انتظار طولانی می شود و ...

گفتم نگران نباشید و خیالتان راحت شما چاه را تکمیل شده و بدون مشکل فرض کنید. به ایشان گفتم دستور بدهید X-Tree را نصب کنند و لوله تزریق گاز و لوله تولید نفت (Flow Line) را نصب کنند. زمانی که همه چیز آماده شد به واحد بهره برداری سکوا اعلام کردیم تزریق گاز را جهت آغاز بهره برداری شروع کنند. چند دقیقه که از شروع تزریق گاز گذشت. مسدود کننده و رشته چاه پیمائی از جای خود خارج شدند. دوباره از سکوا خواستیم که تزریق را قطع کنند. سپس با عملیات چاه پیمائی قطعه جامانده و مسدود کننده را از چاه خارج کردیم و چاه را تحویل بهره بردار دادیم. تمام این عملیات کمتر از ۱۸ ساعت طول کشید. روز بعد ساعت ۸ صبح اولین تماس تلفنی به دفتر کارم را رئیس مهندسی نفت با من داشت و از اینکه به قول خودش آبروداری کرده بودیم تشکر و قدردانی کرد.

اگر همان اول کار اپراتور به شرایط چاه توجه و دقت کرده بود و یا حداقل با مافوق خود مشورت کرده و از او کمک خواسته بود کار به اینجا کشیده نمی شد. علت خارج نشدن مسدود کننده از جایگاه خود مربوط به دو عامل مختلف بود. عامل اول وزن سیال تکمیل چاه بر روی مسدود کننده و عامل دوم نیروی مکش حاصل از هرزروی چاه. چون همانطور که نوشتیم چاه بصورت Open Hole تکمیل شده بود. با تزریق گاز و سبک کردن ستون مایع در واقع عامل فشار حاصل از وزن را خنثی کرده و با جریان جزئی ستون به سمت بالا عامل مکش نیز خنثی شد و مسدود کننده از جای خود خارج شد. سوراخ های تعبیه شده به منظور تبادل و یکسان سازی فشار در این نوع مسدود کننده (مسدود کننده های دو طرفه) جهت Bypass و خنثی کردن عامل وزن ستون مایع کافی نیست به همین علت خارج کردن آنها در چنین مواقعی مشکل و گاهی غیر ممکن است.

اما مسدود کننده های یک طرفه از نوع Standing Valve دارای مجرای کافی به منظور Bypass و خنثی کردن عامل وزن هستند و جریان به راحتی از میان آنها اتفاق می افتد و خارج کردن آنها به آسانی صورت می گیرد. داستان های مربوط به مسدود کننده ها و درک غلط از شرایط چاه و اشتباهای گران قیمت تمامی ندارد و در شماره های بعد به نمونه های دیگری اشاره خواهیم کرد.



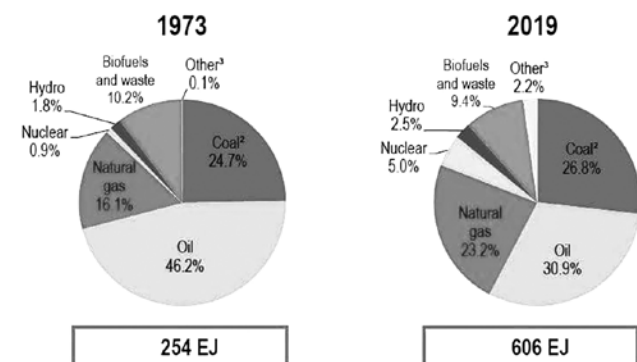
اتحاد جهانی علیه انتشار دی اکسید کربن واقدمات کاربردی در صنعت نفت ایران



فرزاد نژاد بهادری

رئیس حفاظت محیط زیست، مدیریت HSE شرکت ملی نفت ایران

اینکه بسیاری از کشورها می خواهند به سمت کربن صفر بروند یک دلیل منطقی دارد؛ روند دائمی کاهش هزینه تولید انرژی های تجدیدپذیر، حرکت کشورها به این سمت را کاملاً به صرفه کرده است. آژانس بین المللی انرژی در گزارشی اعلام کرده که بهترین نیروگاه های خورشیدی دنیا، ارزان ترین انرژی تاریخ بشر را عرضه می کنند. انرژی های تجدیدپذیر در بسیاری از نقاط دنیا بسیار ارزان تر از سوخت های فسیلی هستند. اگر کشورهای دنیا تمرکز خود را روی انرژی های خورشیدی، بادی و باتری ها بگذارند، قیمت ها احتمالاً بیشتر و بیشتر پایین خواهد آمد. در نهایت قیمت ها به جایی خواهند رسید که از نظر اقتصادی، به صرفه خواهد بود تا جایی که کشورها نیروگاه های فعلی که با سوخت های فسیلی کار می کنند را از رده خارج کرده و نیروگاه های جایگزین جدید خواهند ساخت. کاهش قیمت انرژی های نو و همینطور فشار افکار عمومی، باعث شده تا کسب و کارهای بزرگ هم رویکرد خود را تغییر دهند. بازار هم با این رویکرد جدید همراهی می کند. سال ۲۰۲۰ شرکت تسلا که خودروهای برقی تولید می کند، به با ارزش ترین شرکت خودروسازی دنیا تبدیل شد. در همین حال، ارزش سهام شرکت نفتی اگزون موبیل آمریکا، که زمانی با ارزش ترین سهام دنیا را داشت، سقوط کرد. شرکت ها، نگرانی ها و ملاحظات زیست محیطی را در برنامه ریزی های کلان لحاظ می کنند و امیدوارند که نقش بارزی در کاهش آلاینده های کربنی داشته باشند. آژانس بین المللی انرژی، در تازه ترین سالنامه آماری خود - که اخیراً منتشر شده - اعلام کرده که سهم نفت در سبد انرژی جهان، از ۴۶.۲ درصد در سال ۱۹۷۳، به ۳۰.۹ درصد در سال ۲۰۱۹ کاهش یافته است. به رغم کاهش سهم نفت در سبد انرژی جهان، از آنجا که در این مدت کل عرضه انرژی، بیش از دو برابر افزایش داشته و از ۲۵۴ اگزراژول به ۶۰۶ اگزراژول رسیده، نفت همچنان اصلی ترین حامل انرژی در جهان محسوب می شود. شکل (۱)، تنوع منابع انرژی در سال های ۱۹۷۳ و ۲۰۱۹ میلادی را نشان می دهد. لازم به ذکر است، سال ۱۹۷۳ سال وقوع اولین بحران انرژی در جهان بوده و از این رو یک مبدأ تاریخی برای ارزیابی روند تغییرات مصرف انرژی در جهان محسوب می شود.



1. World includes international aviation and international marine bunkers.
2. In these graphs, peat and oil shale are aggregated with coal.
3. Includes geothermal, solar, wind, tide/wave/ocean, heat and other sources.
Source: IEA, World Energy Balances, 2021.

شکل (۱): تنوع منابع انرژی در سال های ۱۹۷۳ و ۲۰۱۹ میلادی

هدف اصلی اجلاس زمین که در آوریل سال ۲۰۲۱ (اردیبهشت ۱۴۰۰) به میزبانی ایالات متحده برگزار شد، حذف کامل سوخت های فسیلی تا سال ۲۰۵۰ میلادی است. فراخوانی فوری و اضطراری از سوی آنتونیو گوترش - دبیرکل سازمان ملل - و تشکیل یک ائتلاف جهانی برای رسیدن به انتشار کربن صفر تا سال ۲۰۵۰ بود. بر اساس گزارش های ارائه شده از سوی مرکز چارچوب پیمان نامه ی سازمان ملل درباره تغییر اقلیم (UNFCCC) که توسط بخش محیط زیست و توسعه ی سازمان ملل اداره می شود، دهه گذشته در کره زمین، گرم ترین دهه ی تاریخ ثبت شده ی بشر بوده است. مؤثرترین راه نجات زمین از گرمایش بیش از حد این است که آلاینده ترین کشورها از جمله: چین، آمریکا، هند، روسیه، اتحادیه اروپا که مقصران اصلی این وضعیت هستند به وعده های خود عمل کنند. آمریکا که طی سال های گذشته با دستور رییس جمهور وقت خود تصمیم به لغو و جدایی از توافق نامه پاریس گرفته بود، با روی کار آمدن دولت جدید بدون اعتراف به اشتباه گذشته اش، با عزمی ظاهراً راسخ تصمیم به ادامه مسیر خود برای کاهش میزان انتشار گازهای گلخانه ای تا سقف ۵۰ درصد طی ۱۰ سال آینده (سال ۲۰۳۰) نموده است. همچنین سایر کشورهای حاضر در کنفرانس زمین نیز برنامه ی کاهش میزان انتشار گازهای گلخانه ای بین ۴۰ تا ۶۰ درصد را برای سال ۲۰۳۰ پیش بینی و اعلام کردند.

این بار سران کشورهای جهان، در پاییز سال ۲۰۲۱ قرار است در اجلاس حیاتی محیط زیست که به COP ۲۶ معروف است در گلاسگو - اسکاتلند - دور هم جمع شوند. این اجلاس، دومین نشست بزرگ سران کشورهای جهان بعد از اجلاس تغییر اقلیم در سال ۲۰۱۵ پاریس است. اجلاس پاریس از این منظر مهم بود که برای نخستین بار تمامی کشورهای دنیا دور هم جمع شدند تا به مسئله محیط زیست رسیدگی کنند. اما اهدافی که کشورها تعیین کردند، از اهداف مد نظر کنفرانس نازل تر بود. براساس توافق پاریس، کشورها وعده دادند که هر ۵ سال یکبار دوباره دور هم جمع شوند و تعهدات خود برای کاهش دی اکسید کربن را بیشتر کنند. قرار بود این اتفاق در سال ۲۰۲۰ روی دهد اما پاندمی کرونا اجلاس را عقب انداخت. حالا کشورها در سال ۲۰۲۱ دوباره در گلاسگو جمع می شوند و می توان امیدوار بود که در این اجلاس، وعده ها درباره کاهش تولید دی اکسید کربن جدی تر باشد.

اتحاد جهانی علیه انتشار دی اکسید کربن

تا همین حالا نیز پیشرفت های خوبی در زمینه کاهش تولید دی اکسید کربن در جهان روی داده است. شی جین پینگ، رئیس جمهور چین در سخنرانی خود در مجمع عمومی سازمان ملل اعلام کرد که کشورش قصد دارد تا سال ۲۰۶۰، انتشار دی اکسید کربن را کاملاً به صفر برساند و هدف کربن صفر را محقق کند. سازمان ملل اعلام کرده که ۱۱۰ کشور خود را ملزم کرده اند که تا میانه قرن، انتشار این گازها را به صفر برسانند. این کشورها بیش از ۷۰ درصد اقتصاد دنیا را در اختیار دارند و حداقل ۶۵ درصد گازهای آلاینده و گل خانه ای را در سطح جهان منتشر می کنند. جزئیات برنامه های آنها، بخش مهمی از دستور کار اجلاس گلاسگو (COP ۲۶) خواهد بود.

اقدام مؤثر صنایع انرژی بر در جهت کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای

در سطح کلان، چنانچه کشور ما بخواهد به اهداف ترسیم شده خود جهت کاهش گازهای گلخانه‌ای نزدیک شود باید تغییرات عمده‌ای در ساختارها و رفتارها به لحاظ تولید و مصرف انرژی ایجاد نماید. بازده نیروگاه‌ها باید افزایش یابد و از سوخت‌های سنگین برای تولید برق استفاده نشود. اتومبیل‌های پرمصرف و کامیون‌ها باید با خودروهای کم مصرف یا الکتریکی جایگزین شوند. شدت مصرف انرژی در صنایع به نسبت تولیدشان بایستی کاهش یابد و گازهای هدر رفته در صنایع نفت و گاز بایستی به فرآورده‌های هیدروکربنی تبدیل شود و از سوزاندن آنها جلوگیری شود. مطابق با ماده ۴۸ قانون برنامه پنج ساله ششم توسعه، دولت مکلف است کلیه طرح‌های جمع‌آوری، مهار، کنترل و بهره‌برداری از گازهای همراه تولیدی و مشعل در کلیه میادین نفتی و تأسیسات صنعت نفت را با تعیین نرخ عادلانه خوراک آنها به مردم و بخش غیردولتی واگذار نماید به گونه‌ای که تا پایان برنامه حداقل ۹۰ درصد گازهای مشعل مهار و کنترل شده باشد. بر این اساس شرکت ملی نفت ایران، طی سال‌های گذشته ضمن توسعه میادین نفت و گاز و انجام پروژه‌های عظیم ملی، رویکرد حفاظت از محیط زیست را به عنوان یکی از محورهای اصلی توسعه در تمامی پروژه‌ها در نظر گرفته است. از آنجا که مطابق آئین‌نامه اجرایی کنوانسیون تغییر آب و هوا و پروتکل‌های الحاقی آن تمامی دستگاه‌های عضو کارگروه ملی تغییر آب و هوا (از جمله وزارت نفت) ملزم به تهیه و ارائه گزارش موجودی انتشار گازهای گلخانه‌ای خود هستند، لذا شرکت ملی نفت ایران نیز بر اساس دستورالعمل ابلاغی وزارت نفت، سالانه نسبت به تهیه گزارش انتشار گازهای گلخانه‌ای خود مطابق متدها و مستندهای تعیین شده در دستورالعمل اعلامی اقدام نموده که گام بسیار مهمی در جهت برنامه ریزی برای اجرای پروژه‌های مرتبط است. از دیگر اقدام‌های مهم شرکت ملی نفت طی چند سال گذشته، برنامه‌ریزی برای مهار گازهای مشعل و کنترل گاز سوزی در آنها با استفاده از توان بخش خصوصی بوده که اجرای کامل آنها در سال‌های آتی نقش بسیار مؤثری در میزان کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای در سطح کشور خواهد داشت.

از جمله اقدام‌های مؤثر شرکت ملی نفت ایران به منظور دستیابی به اهداف کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای، تدوین و اجرای برنامه‌های کوتاه مدت و بلند مدت است. در برنامه‌های کوتاه مدت تمرکز بر جمع‌آوری و بازیابی گازهای مشعل توسط بخش خصوصی و از طریق برگزاری مزایده بوده و در برنامه‌های بلند مدت تمرکز بر احداث و تکمیل ظرفیت واحدهای NGL در کشور قرار گرفته است. بر این اساس اهم اقدامات شرکت ملی نفت ایران در جهت کاهش و بازیابی گازهای سوزانده شده در مشعل به شرح زیر است.

۱- برآورد میزان واقعی انتشار گازهای گلخانه‌ای در قالب دستورالعمل ابلاغی وزارت نفت و مطابق با نرم افزار PICARS

۲- تکمیل مطالعات مهندسی پایه و تهیه اسناد مناقصه ۳۵ پروژه جمع‌آوری گازهای همراه، شروع عملیات اجرایی تعداد ۱۲ بسته قراردادی و اقدام به فرایند واگذاری ۱۵ بسته قراردادی با هدف جمع‌آوری ۶۰۰ م.ف.م. در قالب دو قرارداد «بهسازی و نوسازی تأسیسات جمع‌آوری گازهای مشعل»

۳- تداوم عملیات اجرایی احداث طرح‌های گاز و گازمیع با هدف جمع‌آوری ۵۰۰ میلیون فوت مکعب در روز (م.ف.م) و دستیابی به پیشرفت‌های فیزیکی به ترتیب ۶۰ و ۷۳ درصد در دو حوزه عملیاتی

۴- تکمیل دو پروژه جمع‌آوری گازهای مشعل با ظرفیت ۲۵ میلیون فوت مکعب در روز در قالب مزایده گازهای مشعل

۵- تداوم عملیات اجرایی جمع‌آوری گازهای مشعل در ۴ میدان نفتی در قالب مزایده گازهای مشعل

۶- تصمیم‌گیری و تخصیص منابع مالی لازم جهت جمع‌آوری گازهای مشعل پالایشگاهی

۷- حذف نفت سوزی و جلوگیری از انتشار CO₂ به محیط در سال ۱۳۹۹ با به کارگیری دستگاه‌های MOT و MOS

آخرین آمار رسمی مرکز چارچوب پیمان نامه‌ی سازمان ملل درباره تغییر اقلیم (UNFCCC) در خصوص میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای ایران مربوط به سال ۲۰۱۰ و برابر با ۸۳۲ میلیون تن برآورده شده است. پیش‌بینی می‌شود با اجرای کامل طرح‌های جمع‌آوری گازهای مشعل در سطح صنعت نفت ایران و بر اساس ظرفیت‌های اسمی موجود تا میزان ۹ میلیارد متر مکعب در سال (معادل ۳۳ میلیون تن در سال) از انتشار گاز دی اکسید کربن در محیط جلوگیری می‌شود. با مبنا قراردادن اعداد فوق می‌توان نتیجه گرفت که اجرای کامل پروژه‌های جمع‌آوری و بازیافت گازهای سوزانده شده در صنعت نفت تا میزان ۴ درصد از انتشار گازهای گلخانه‌ای کشور کاسته خواهد شد. آنچه مسلم است، اقتصاد آینده را اقدامات نسل کنونی می‌سازد و قبل از آنکه حیات در کره زمین به پرتگاه خودش نزدیک شود باید تغییرات مثبت محیط زیستی را با هدف نجات زمین و رسیدن به توسعه پایدار آغاز نمود.

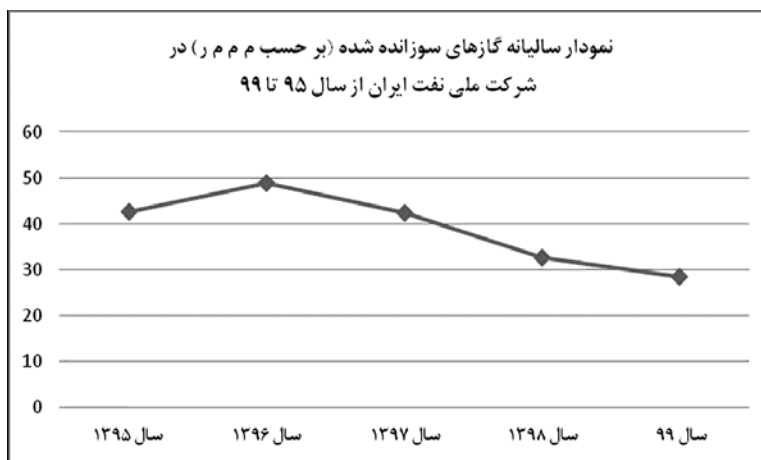
منابع:

IEA report, Word Energy Balances 2021

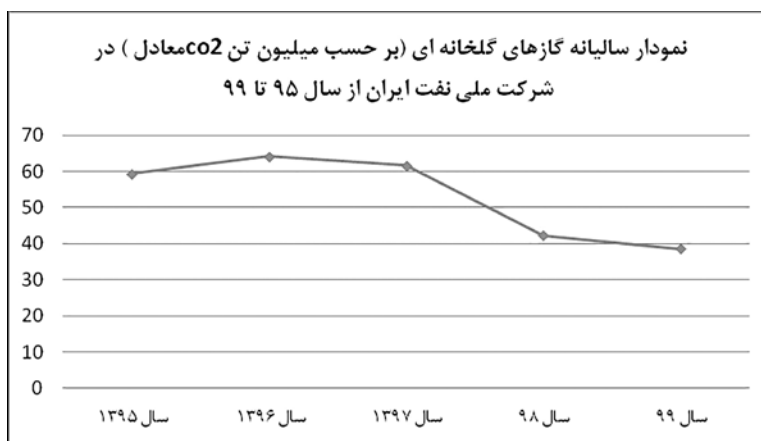
UNFCCC report,

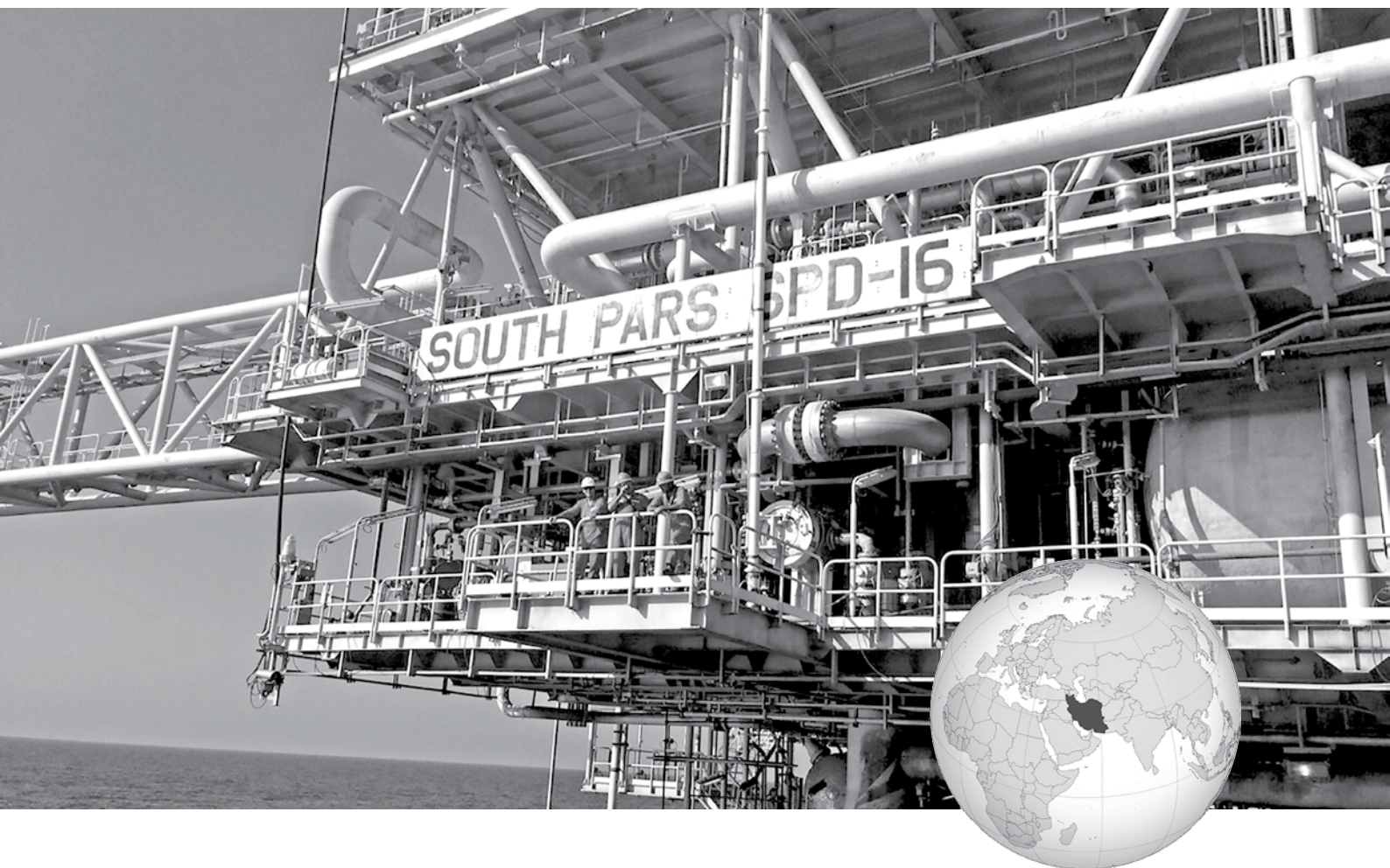
پایگاه اطلاع‌رسانی شرکت ملی نفت ایران

گزارش عملکرد HSE شرکت ملی نفت ایران



همچنین میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای در شرکت ملی نفت ایران طی سال‌های ۱۳۹۵ تا ۱۳۹۹ نیز در نمودار زیر نمایش داده شده است.





نقد سیاست‌ها و قوانین ارتقا سهم داخل در کشورهای مختلف با تأکید بر بخش نفت و گاز

دکتر حسین حیرانی

استادیار گروه سیاست فناوری و نوآوری مرکز تحقیقات سیاست علمی کشور



تجهیزات صنعت نفت حاصل شده است. امروزه تدوین و اجرای سیاست‌ها و قوانین سهم داخل در کشورهای تولیدکننده نفت و گاز به یکی از اولویت‌های اصلی دولت‌های میزبان و بازیگران صنعت نفت در این کشورها تبدیل شده است. از طرف دیگر کشورهای توسعه‌یافته که اغلب با سرمایه و تکنولوژی سطح بالا برای توسعه و بهره‌برداری مخازن به فعالیت در کشورهای تولیدکننده نفت و گاز می‌پردازند، با توجه به سود مناسب ناشی از این فعالیت، معمولاً بیشتر قوانین سهم داخل کشور میزبان را می‌پذیرند. علاوه بر این، با توجه به این که نتایج این قوانین و سیاست‌ها ارتباط مستقیمی با محیط

کشور ایران به مانند بیشتر کشورهای دارای ذخایر نفت و گاز با وضع سیاست‌ها و قوانین مختلف به دنبال حداکثرسازی سهم داخل در قراردادهای بین‌المللی نفتی است. اما این سیاست‌ها و قوانین موفق به کسب دستاوردهای مورد انتظار نشده‌اند. لذا در این پرونده به نقد و بررسی موانع و چالش‌هایی که مانع از اجرایی شدن صحیح این قوانین شده‌اند و ارائه راهکارهایی جهت رفع موانع احصاء شده پرداخته است. این مهم از طریق مطالعات کتابخانه‌ای، تحلیل قوانین و اسناد بالادستی و تحلیل مصاحبه‌های نیمه باز با شرکت‌های اکتشاف و تولید (E&P) نفتی، پیمانکاران و شرکت‌های خدمات نفتی (OSC, EPC) و سازندگان

پیاده‌سازی آن‌ها دارد اغلب در کشورهای مختلف نتایج متفاوتی از پیاده‌سازی این قوانین حاصل می‌شود.

اما سیاست‌های تدوین شده در این حوزه همواره با چالش‌هایی در پیاده‌سازی و دستیابی به اهداف مورد نظر مواجه بوده است. شناسایی چالش‌های پیاده‌سازی سیاست‌های مذکور در کنار بازبینی نقاط قوت و ضعف سیاست‌های سهم داخل می‌تواند منجر به بهبود نتایج حاصل از پیاده‌سازی این دسته سیاست‌ها در سایر بخش‌ها بالخصوص در قراردادهای بالادستی نفت و گاز در کشور شود.

در این پرونده به دنبال شناسایی موانع و چالش‌های اجرای سیاست‌ها و قوانین سهم داخل در بخش نفت و گاز کشور و ارائه راهکارهایی جهت رفع موانع احصاء شده است. برای شناسایی این چالش‌ها بعد از بیان ضرورت و اهمیت سهم داخل، به بررسی جایگاه سهم داخل در قراردادهای بین‌المللی می‌پردازد. سپس با توجه به اهمیت مطالعات تطبیقی و استخراج الگوی سایر کشورها در سهم داخل سیاست‌ها و قوانین سهم داخل در سایر کشورها شناسایی می‌شوند. همچنین با تحلیل اسناد بالادستی سیاست‌ها و قوانین ایران در این حوزه استخراج می‌شود.

” ضرورت و اهمیت سهم داخل

ادبیات علمی در مورد «سهم داخل» با کار گرسمن در سال ۱۹۸۱ شروع شد. در ادبیات تعاریف مختلفی از (LC) سهم داخل ارائه شده است که این تعدد تعاریف در اصل ناشی از تفاوت در مفاهیم content

امروزه تدوین و اجرای سیاست‌ها و قوانین سهم داخل در کشورهای تولیدکننده نفت و گاز به یکی از اولویت‌های اصلی دولت‌های میزبان و بازیگران صنعت نفت در این کشورها تبدیل شده است.

و local در معادل لاتین این مفهوم است.

می‌توان LC را به حداکثر رساندن میزان استفاده از محصولات محلی و خدمات، افراد و منابع مالی تعریف کرد. به عبارتی دیگر می‌توان آن را به حداکثر رساندن عمق و وسعت مالکیت محلی، کنترل و تأمین منابع مالی بر فعالیت‌هایی داخلی و خارجی ملی، محلی و سرمایه‌ای که در حال حاضر اجرایی نشده است، دانست.

تعیین سیاست‌های سهم داخل دارای اهمیت است از این دیدگاه که سرمایه‌گذاران خارجی ممکن است کمتر به سرمایه‌گذاری در شرکت‌هایی که سهم مالکیت محلی آن‌ها بیشتر است تمایل داشته باشند، همچنین از انتقال فناوری اختصاصی و در لایه‌های مدیریتی به کارکنان محلی خودداری کنند. (Tordo et al, 2016) به‌طور کلی

می‌توان اهداف اجرای سیاست‌های سهم داخل را در قالب چهار هدف عمده زیر بیان کرد:

۱. ایجاد مشاغل محلی:

ایجاد یک چارچوب قانونی برای استخدام نیروی کار محلی به شرط دارا بودن مهارت‌های لازم موجب افزایش سطح اشتغال در کشور می‌شود. (گزارش بانک جهانی، ۲۰۱۳) سیاست‌های سهم داخل نه تنها موجب افزایش سریع سهم داخل در زمینه اشتغال محلی می‌شود. بلکه در بلند مدت نیز برای کشور اهمیت دارد، اگر کشوری خواهان این باشد که نیروی کار محلی خود را در سطوح مدیریتی وارد کند. باید دوره‌های آموزشی و مهارت‌های مناسب را ترتیب دهد که سبب افزایش نیروی کار ماهر می‌شود. (Tordo et al, 2016)

۲. ایجاد و توسعه رقابت‌پذیری شرکت‌های محلی:

استفاده از شرکت‌های داخلی در زنجیره ارزش استخراج نفت برای تهیه کالاهای و خدمات از طریق سیاست‌ها موجب تشویق و تقویت بنگاه‌های محلی خواهد شد. توسعه کسب و کار محلی به‌عنوان یک عامل کلیدی برای رشد اقتصادی است به این سبب که شرایط ایجاد مشاغل را فراهم می‌کند، ارزش عملیات را به ارمغان می‌آورد، به‌عنوان منبع درآمد مالیاتی دولت عمل می‌کند و برای سهامداران سود کسب می‌نماید. (Bagley, ۲۰۱۲)

۳. انتقال فناوری و مهارت‌ها:

الزاماتی مانند برنامه‌های آموزشی برای نیروی کار و هزینه‌های تحقیق و توسعه، باید به پیشرفت حرفه‌ای کارکنان و انتقال دانش فنی و تکنیکی به شرکت‌های محلی تبدیل شود. این هدف در واقع به‌عنوان پیش شرطی برای دستیابی به دو هدف قبلی است. به منظور افزایش تعداد استخدام‌های محلی و ایجاد ظرفیت محلی، ضروری است که کارکنان و بنگاه‌ها درک کنند که صنعت چگونه کار می‌کند، مهارت‌های مورد نیاز را شناسایی کنند، نسبت به وضعیت فعلی صنعت در جهان آگاهی و شناخت داشته باشند و فرصت‌های موجود در کسب و کار را درک نمایند. بدون این مهارت‌ها و آگاهی‌ها نهاد‌های محلی قادر به فراهم آوردن ورودی‌های کافی برای شرکت‌های خارجی نیستند و سیاست‌های سهم داخل کارا و مؤثر نخواهند بود.

۴. ایجاد زنجیره تأمین محلی قابل اعتماد:

شرکت‌های نفتی تمایل دارند که مواد و تجهیزات را در محل استخراج با هزینه و مدت زمان کمتر در دسترس داشته باشند اما به دلیل عدم کارایی شرکت‌های داخلی، شرکت‌های نفتی غالباً از تجارت پایدار و زنجیره‌های عرضه جهانی حمایت می‌کنند، زیرا که آن‌ها می‌توانند ورودی‌های قابل اعتماد و به‌موقع را با قیمت رقابتی ارائه دهند، حتی اگر با مسافت‌های طولانی حمل و نقل، هزینه‌های حمل و نقل بالا و هزینه‌های کار بیشتر مواجه باشند. (Macatangay, 2016)



سهم ساخت داخل در قراردادهای بین المللی

رژیم حقوقی حاکم بر آن، نخست حداقل بازده قابل قبول برای سرمایه‌گذاری‌های خود را با توجه به محدودیت‌های موجود در بازار جهانی سرمایه محاسبه کنند و سپس قراردادی را بپذیرند که عایدی ناشی از آن، در مقایسه با قراردادهای دیگری که در سایر کشورها منعقد کرده‌اند، کاملاً رقابتی و قابل قبول باشد.

هر قرارداد نفتی از بخش‌هایی مانند معرفی و ارکان قراردادی شامل محدوده قرارداد و مدت قرارداد، بندهای اصلی شامل بندهای برنامه‌های توسعه و برنامه‌های کاری، داده‌ها و نمونه‌ها، خطرات و مسئولیت‌ها، سرمایه‌گذاری، میزان هزینه‌ها، مسائل زیست‌محیطی و ... تعدادی پیوست از جمله پیوست انتقال تکنولوژی و سهم داخل تشکیل شده است.

یکی از مهم‌ترین مباحث در حوزه مسائل نفت را می‌توان مربوط به انواع قراردادهای نفتی دانست. هر چند که نکته مورد تأکید تمامی صاحب‌نظران این است که قرارداد یک بستر است و بستگی به ویژگی‌های خاص هر منطقه و هر کشوری می‌تواند قابلیت خاصی را از خود بروز دهد. ویژگی‌های هر قرارداد نفتی را اهداف طرفین قرارداد تعیین می‌کند. شرکت‌های نفتی داخلی و بین‌المللی بنگاه‌های اقتصادی‌اند که منطقاً در چارچوب ضوابط بنگاه‌داری، هدفی جز تأمین منافع سهامداران خود در فضای رقابتی ندارند. شرکت‌های ملی نفت به نمایندگی از دولت‌ها بصورت منطقی می‌بایست تأمین منافع نسل فعلی و نسل‌های آینده از منابع نفتی را مدنظر قرار دهند. بنابراین، منطق بنگاه‌داری ایجاب می‌کند که شرکت‌های نفتی، فارغ از نوع قرارداد و

در بحث نفت و گاز معمولاً سهم داخل یک تعهد قراردادی است و می‌تواند به عنوان یک پارامتر پیشنهادی در میان معیارهای سرمایه‌گذاری‌های نفت و گاز و لیسانس تولید مورد استفاده قرار گیرد. اقدامات و تعهدات مربوط به سهم داخل می‌تواند به روش‌های مختلفی از جمله: ادغام اجباری شرکت‌های محلی، مقررات و مالیات به نفع صنایع داخلی و سایر اقدامات حمایت از آن، الزامات مربوط به انتقال تکنولوژی، الزامات و انگیزه‌های سرمایه‌گذاران خارجی برای بازپرداخت سود خود به صورت محلی، مداخله مستقیم دولت از طریق شرکت‌های دولتی، الزامات مالکیت محلی ظهور و بروز نماید.

”ارائه چارچوب پیشنهادی حمایت از سهم داخل در قراردادهای بین‌المللی

با توجه به نتایج حاصل از روش تحلیل مضمون، مدلی از عوامل تأثیرگذار بر روی توسعه سهم داخل در صنعت نفت کشور ارائه شده است. تحلیل داده‌های جمع‌آوری شده در سه مرحله انجام شده است. مرحله کدگذاری (استخراج چالش‌ها از مصاحبه‌ها)، مرحله تم‌پردازی (ترکیب و تبدیل چالش‌های مشابه به یک تم) و مرحله تدوین مدل. به منظور افزایش صحت مدل نظرات خبرگان دریافت شد و متناسب با نظر ایشان تعدیل‌های لازم لحاظ گردید.

مدل تدوین شده دارای دو بعد عرضه و تقاضا است. در بخش تقاضا مفاهیم توسعه قابلیت‌ها، محیط کلان، سیاست‌های کلان و فعالیت‌های حمایتی مورد توجه است. در طرف عرضه نیز برنامه‌های آموزشی، به کارگیری نیروی انسانی و انتقال فناوری و همکاری فناورانه (فناوری‌های سخت و نرم) مدنظر قرار گرفته‌اند.

در بعد عرضه منظور از به کارگیری نیروی انسانی، قوانینی است که باید شرکت‌های خارجی درصدی از کارکنانشان را از مردم محلی و منطقه‌ای استخدام کنند. برنامه‌های آموزشی با الزام ارائه آموزش فنی به نیروی کار محلی به بهبود قابلیت‌های محلی و ایجاد مهارت‌ها در داخل کشور در درازمدت کمک می‌کند.

همچنین منظور از انتقال فناوری و همکاری فناورانه دربرگیرنده مواردی مانند هزینه‌های تحقیق و توسعه، ارائه گزارش‌ها در مورد نحوه انجام فعالیت‌ها و غیره است که با هدف بهبود دانش محلی و انتقال فناوری صورت می‌پذیرد. الزامی مانند این که اپراتورها باید تمام داده‌های حاصل از فعالیت‌های زمین‌شناسی، ژئوفیزیک، حفاری، تولید و سایر داده‌ها و گزارش‌های دیگر را در انتهای فعالیت‌های خود به شرکت ملی نفت تسلیم نمایند. (مصادق انتقال کامل دانش صریح فناورانه حاصل از عملیات نفتی صورت گرفته در پایان مدت قرارداد است.)

در بعد تقاضا منظور از سیاست‌ها، سیاست‌های کلان است که به دو دسته سیاست‌های عمومی و سیاست‌های صنعتی تقسیم می‌شوند. هر دو به توسعه پایدار اقتصاد مرتبط است. تأثیر این سیاست‌ها به قدری ملموس است که حتی اقتصادهای پیشرفته نیز به سیاست‌های فعال برای افزایش ساخت داخل متکی است (Klueh et al, ۲۰۰۹).

این سیاست‌ها به‌طورکلی محیط اقتصادی را قابل پیش‌بینی می‌کنند، اعتماد سازمانی و نظام حقوقی را افزایش می‌دهند، به تقویت انگیزه

کارایی کسب و کار و ایجاد زیرساخت‌های بیشتر برای توسعه کسب و کار و تقویت ساختارهای اجتماعی کمک می‌کنند (INTSOK, 2003).

سیاست‌های عمومی عملکردهای مختلفی مانند تعیین هنجارها، اجرای قراردادهای و قوانین و فراهم کردن زیرساخت‌های منطبق با اهداف ساخت داخل را برعهده دارند. دولت باید برای افزایش ساخت داخل، دانش کسب و کار، فناوری، توسعه بازار سرمایه و توزیع ثروت را برای ایجاد شرایط مناسب برای توسعه شرکت‌های داخلی مدنظر قرار دهد (Tordo et al., 2011).

عامل دیگری که در توسعه ساخت داخل تأثیرگذار است، محیط کلان است که در آن همه سیاست‌های محلی، قابلیت‌های محلی، زیرساخت‌های محلی و تعامل میان این عوامل شکل می‌گیرد. یکی از متغیرهای مهم، محیط اقتصاد کلان است که عامل تعیین‌کننده‌ای برای تصمیم‌گیری در خصوص سرمایه‌گذاری است.

”تعیین استراتژی‌های موفق برای تعیین محصولات و خدمات سودآور

همچنین توسعه ساخت داخل در بخش نفت باید براساس قابلیت‌های موجود در تولید، ساخت و خدمات باشد. به عبارت دیگر، استراتژی‌های موفق تعیین می‌کند که کدام محصولات و خدمات موجود در کشور می‌تواند سودآور باشد. سیاست‌های محلی باید همکاری شرکت‌های محلی با شرکت‌های خارجی را تشویق کنند و به تحریک و تأثیر مثبت بر توسعه شرکت‌های بومی منجر شوند. به منظور بهبود مهارت‌ها و توانایی‌های محلی و تضعیف شکاف تکنولوژی بین شرکت‌های داخلی و خارجی باید زیرساخت صنعتی وجود داشته باشد. کشورهای جهان سوم نیاز به توسعه ظرفیت‌های تکنولوژیکی خود دارند اما به خاطر توانایی پایین آن‌ها در جذب فناوری این مسئله محدود شده است. تحقیقات اخیر نشان داده است که ظرفیت جذب یک منبع مهم رقابت است، به عبارتی دیگر، ظرفیت جذب شرکت محلی نقش مهمی در روند انتقال فناوری دارد.

”بدنبال تأمین کالای با کیفیت، ارزان‌تر و شبکه تأمین کارآمدتر

فعالیت‌های حمایتی نیز به معنای در دسترس بودن شرایطی مانند سیستم‌های شناسایی ظرفیت‌های تولید داخلی بر پایه IT، قوانین و مقررات (مانند تدوین بند الزامات تأمین کالا و خدمات)، استانداردها، اطلاعات بازار، بیمه و مالیات، فاکتورهای اصلی فعالیت‌های حمایتی است. (Klueh, et al, ۲۰۰۷) پیشنهاد می‌شود یک اداره اطلاعاتی ثبت اسناد از فروشندگان محلی معتبر و واجد شرایط ایجاد شود. همچنین آگاهی بخشی به شرکت‌های محلی در مورد پتانسیل سرمایه‌گذاری مشترک و مکانیزم‌های دیگر همکاری با شرکت‌های خارجی را مطرح می‌کند. حمایت از طرح‌های مربوط به ظرفیت‌سازی، آموزش و تحقیق و توسعه محلی نیز باید توسط دولت دنبال شود.

برخی از سیاست‌های دولتی محیط را برای سرمایه‌گذاری و توسعه کسب و کار تحت تأثیر قرار می‌دهند و رقابت در صنعت نفت و گاز را افزایش می‌دهند. شرکت‌های بین‌المللی باید توسط تأمین کالای با کیفیت، ارزان‌تر و شبکه تأمین کارآمدتر جذب شوند.

بررسی سیاست‌ها و قوانین موثر بر سهم ساخت داخل در صنعت نفت ایران

ایران از جمله کشورهایی است که دارای قوانین و مقررات سهم داخل است به همین دلیل در این پرونده مجموعه‌ای از اسناد بالادستی مورد بررسی قرار گرفتند و مجموعه سیاست‌های کلان و قوانین و مقررات تأثیرگذار بر سهم داخل استخراج شدند. سند چشم‌انداز جمهوری اسلامی ایران در افق ۱۴۰۴، سیاست‌های کلی علم و فناوری، سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی، نقشه جامع علمی کشور، سیاست‌های کلی تولید ملی حمایت از کار و سرمایه ایرانی، برنامه اول توسعه (سال‌های ۶۸ تا ۷۲)، برنامه دوم توسعه (سال‌های ۷۹ تا ۸۳)، برنامه سوم توسعه (سال‌های ۷۹ تا ۸۳)، برنامه چهارم توسعه (سال‌های ۸۴ تا ۸۸)، برنامه پنجم توسعه (سال‌های ۹۰ تا ۹۵)، سیاست‌های کلی نظام در بخش انرژی، سیاست‌ها و ضوابط اجرایی پیوست فناوری، قانون نفت، قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت، قانون حداکثر استفاده از توان فنی و مهندسی تولیدی و صنعتی و اجرایی کشور در اجرای پروژه‌ها و ایجاد تسهیلات به منظور صدور خدمات، شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، قانون برگزاری مناقصات، قانون اصلاح الگوی مصرف، اصلاح ماده ۱۰۴ قانون مالیات‌های مستقیم، قانون تشویق و حمایت سرمایه‌گذاری خارجی، قانون حمایت از شرکت‌ها و مؤسسات دانش بنیان از جمله اسناد کلان و قوانین و مقررات مورد بررسی است. با بررسی اسناد بالادستی ۶۰ معیار کلیدی استخراج شده که در جدول به شرح ذیل ارائه گردیده است.



جدول سیاست‌های کلان و قوانین و مقررات مرتبط با توسعه سهم داخل			
ردیف	متن سند معیار	منبع	مرجع تصویب کننده
۱	کسب دانش طراحی و ساخت برای تولید محصولات در داخل کشور با استفاده از ظرفیت بازار ملی در مصرف کالاهای وارداتی	سیاست‌های کلی علم و فناوری	ابلاغ مقام معظم رهبری
۲	حمایت همه‌جانبه هدفمند از صادرات کالاها و خدمات داخلی	سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی	ابلاغ مقام معظم رهبری
۳	توسعه حوزه عمل مناطق آزاد و ویژه اقتصادی کشور		
۴	محوریت واحدهای تحقیق و توسعه در توسعه توانمندی داخلی		
۵	کمک به توسعه زیرساخت‌های رقابت پذیری تولیدات فناوری و خدمات و محصولات مربوطه داخلی		
۶	ایجاد شبکه‌های پژوهشی در داخل و خارج از کشور برای انتشار و تبادل دانش و فناوری	نقشه جامع علمی کشور	شورای عالی انقلاب فرهنگی
۷	حمایت از طرح‌های پژوهشی و فناوری بین‌المللی با سرمایه‌گذاری مشترک و تسهیل همکاری‌ها با مؤسسات فناوری خارجی در راستای توسعه توانمندی داخلی		
۸	مشارکت در کنسرسیوم‌ها با رعایت سیاست‌های نظام در راستای افزایش توانمندی داخلی		
۹	ارتقاء کیفی و افزایش کمی تولید ملی		
۱۰	بالا بردن درجه ساخت داخل تا محصول نهایی	سیاست‌های کلی تولید ملی، حمایت از کار و سرمایه ایرانی	ابلاغ مقام معظم رهبری
۱۱	گسترش اقتصاد دانش بنیان در راستای افزایش توانمندی داخلی		
۱۲	گسترش تنوع ابزارهای سرمایه‌گذاری در بازار سرمایه با هدف تأمین سرمایه داخلی		
۱۳	افزایش تولید سرانه، اشتغال مولد و کاهش وابستگی اقتصادی با تکیه بر تولیدات داخلی	برنامه اول توسعه (سال‌های ۶۸ تا ۷۲)	مجلس شورای اسلامی
۱۴	انتخاب تکنولوژی مناسب کم‌ارزبر، اشتغال‌زا و بدون اتکا بر انحصارات بین‌المللی		
۱۵	جایگزینی واردات با تکیه بر استفاده حداکثر از ظرفیت داخلی		
۱۶	تقویت ارتباط مراکز تحقیقاتی کشور با مراکز بین‌المللی در راستای افزایش توانمندی داخلی		
۱۷	تسهیل سرمایه‌گذاری خارجی در کشور با هدف تأمین سرمایه تولیدات داخلی		
۱۸	انتقال دانش فنی و آموزش نیروی انسانی در راستای افزایش توانمندی داخلی		
۱۹	حداکثر استفاده از توان داخلی کشور در زمینه‌های طراحی و مهندسی و اجراء و ساخت و نصب تجهیزات و ماشین‌آلات	برنامه دوم توسعه (سال‌های ۷۹ تا ۸۳)	مجلس شورای اسلامی
۲۰	مشارکت با شرکت‌های ایرانی و یا واگذاری کار به آن‌ها		

جدول سیاست‌های کلان و قوانین و مقررات مرتبط با توسعه سهم داخل			
ردیف	متن سند معیار	منبع	مرجع تصویب کننده
۲۱	توسعه شبکه‌ها، خوشه‌ها و زنجیره‌های تأمین در راستای افزایش توانمندی داخلی	برنامه چهارم توسعه (سال‌های ۸۴-۸۸)	مجلس شورای اسلامی
۲۲	ادغام شرکت‌ها، بنگاه‌ها و شکل‌گیری شرکت‌های بزرگ		
۲۳	ایجاد مؤسسات پژوهشی		
۲۴	انتقال بخشی از فعالیت‌های تحقیق و توسعه مربوط به داخل کشور و انجام آن با مشارکت شرکت‌های داخلی در همکاری‌های بین‌المللی		
۲۵	انتقال بخشی از فعالیت‌های تحقیق و توسعه مربوط به داخل کشور و انجام آن با مشارکت شرکت‌های داخلی در همکاری‌های بین‌المللی	برنامه پنجم توسعه (سال‌های ۹۰-۹۴)	مجلس شورای اسلامی
۲۶	حداکثر استفاده از توان فنی و مهندسی، صنعتی و اجرایی کشور در اجرای پروژه‌ها	برنامه ششم توسعه (۱۳۹۵-۱۳۹۹)	مجلس شورای اسلامی
۲۷	توجه به اصلاح ماده ۱۰۴ قانون مالیات‌های مستقیم		
۲۸	آموزش و مهارت افزایی فنی و مدیریتی نیروی انسانی متخصص داخلی	سیاست‌ها و ضوابط اجرایی پیوست فناوری	شورای عالی انقلاب فرهنگی
۲۹	انتقال فناوری‌های سخت‌افزاری و نرم‌افزاری، دانش تعمیرات و نگهداری، دانش فنی ساخت و تولید، دانش طراحی و مهندسی اعم از دانش چگونگی و چرایی و دانش‌های مدیریتی		
۳۰	ایجاد مراکز تحقیق و توسعه و طراحی مهندسی داخلی		
۳۱	ارتقای سهم ساخت داخل		
۳۲	تأمین فناوری‌ها، محصولات و خدمات از شرکت‌های داخلی		
۳۳	ورود شرکت‌های داخلی به زنجیره تأمین بین‌المللی شرکت‌های خارجی		
۳۴	صادرات کالاها و خدمات تولید شده مشترک با شرکت‌های خارجی		
۳۵	واگذاری پروژه‌های خدمات تعمیرات و نگهداری و خدمات فنی و مهندسی به مؤسسات و پیمانکاران داخلی در همکاری‌های بین‌المللی		
۳۶	شکل‌گیری همکاری، سرمایه‌گذاری مشترک و کنسرسیوم‌های متشکل از شرکت‌های دانش بنیان و فناوری و مؤسسات آموزش عالی و پژوهشی داخلی و شرکت‌های بین‌المللی		
۳۷	در قراردادهای همکاری مشترک بین‌المللی در حوزه نفت و گاز سهم شرکت ملی نفت ایران هیچ‌گاه نباید از پنجاه درصد کمتر باشد.	قانون نفت	وزارت نفت
۳۸	استخدام کارمند خارجی فقط در مورد مشاغلی مجاز خواهد بود که کارمند ایرانی واجد تخصص و تجربه لازم برای تصدی آن‌ها در اختیار نباشد.		
۳۹	تهیه و تحویل کالاها و خدمات مورد نیاز عملیات در هر قرارداد از منابع داخلی کشور		
۴۰	ارجاع کارهای خدمات مهندسی مشاور و پیمانکاری ساختمانی، تأسیساتی، تجهیزاتی و خدماتی صرفاً به مؤسسات و شرکت‌های داخلی مجاز است (مگر با طی روال قانونی)	قانون حداکثر استفاده از توان فنی و مهندسی تولیدی و صنعتی و اجرایی کشور در اجرای پروژه‌ها و ایجاد تسهیلات به منظور صدور خدمات	مجلس شورای اسلامی
۴۱	استفاده از کلیه لوازم و تجهیزات و خدماتی را که در داخل کشور تولید و ارائه می‌شود.	شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز	وزارت نفت
۴۲	شرکت‌های صاحب صلاحیت ایرانی در همکاری‌های بین‌المللی با تأیید کارفرما، به عنوان شریک شرکت یا شرکت‌های معتبر نفتی خارجی حضور دارد.		
۴۳	در همکاری‌های بین‌المللی طرف دوم قرارداد موظف به ارائه برنامه انتقال و توسعه فناوری به عنوان بخشی از برنامه مالی عملیاتی سالانه است.		
۴۴	در همکاری‌های بین‌المللی طرف دوم قرارداد ملزم به اعمال بندهای انتقال و توسعه فناوری قرارداد اصلی در قراردادهای منعقد با پیمانکاران فرعی خود حسب مورد است.		
۴۵	حداکثر استفاده از توان فنی و مهندسی، تولیدی، صنعتی و اجرایی کشور در همکاری‌های بین‌المللی		
۴۶	استفاده حداکثری از نیروی انسانی داخلی در اجرای قرارداد و ارائه برنامه جامع آموزشی جهت ارتقای کیفی این نیروها در همکاری‌های بین‌المللی		
۴۷	انجام سرمایه‌گذاری‌های لازم در قالب هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای برای انجام برنامه‌های آموزشی و تحقیقاتی از جمله ارتقا و به‌روزرسانی مراکز تحقیقاتی موجود و ایجاد مراکز تحقیقاتی مشترک و یا اجرای طرح‌های تحقیقاتی مشترک مرتبط در همکاری‌های بین‌المللی		
۴۸	تشخیص صلاحیت فنی و مالی شرکت‌های داخلی و خارجی با شرکت ملی نفت ایران خواهد بود.		
۴۹	مناقضه‌گران داخلی نسبت به مناقضه‌گران خارجی ترجیح دارند. نحوه ترجیح مناقضه‌گران داخلی، در اسناد مناقضه قید خواهد شد.		

جدول سیاست‌های کلان و قوانین و مقررات مرتبط با توسعه سهم داخل			
ردیف	متن سند معیار	منبع	مرجع تصویب کننده
۵۰	تهیه و تدوین فهرست و ارزیابی صلاحیت سازندگان، پیمانکاران و مشاوران در رشته‌های تخصصی صنعت نفت، گاز، پتروشیمی و پالایشی برابر قوانین و مقررات توسط وزارت نفت	قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت	مجلس شورای اسلامی
۵۱	گسترش تحقیقات بنیادی و توسعه‌ای و تربیت نیروی انسانی و تلاش برای ایجاد مراکز جذب و صدور دانش و خدمات فنی-مهندسی	سیاست‌های کلی نظام در بخش انرژی	ابلاغ مقام معظم رهبری
۵۲	تأمین تمام یا بخشی از هزینه تولید، عرضه یا به کارگیری نوآوری و فناوری با اعطای تسهیلات کم بهره یا بدون بهره در بلند مدت یا کوتاه مدت	قانون حمایت از شرکت‌ها و مؤسسات دانش بنیان	مجلس شورای اسلامی
۵۳	ایجاد پوشش بیمه‌ای مناسب برای کاهش خطر پذیری محصولات دستاوردهای دانش، نوآوری و فناوری در تمام مراحل تولید، عرضه و به کارگیری		
۵۴	پذیرش سرمایه‌گذاری خارجی باید موجب رشد اقتصادی، ارتقا فناوری، ارتقا کیفیت تولیدات، افزایش فرصت‌های شغلی و افزایش صادرات شود.	قانون تشویق و حمایت سرمایه گذاری خارجی	مصوبات مجمع تشخیص مصلحت نظام
۵۵	سرمایه‌گذاری خارجی مورد سلب مالکیت و ملی شدن قرار نگیرد.		
۵۶	تأمین مالی طرح‌ها و فعالیت‌های صنعتی و استفاده بهینه از صندوق ذخیره ارزی و جهت‌دهی آن به سمت استفاده حداکثر از توان داخلی	قانون رفع برخی موانع تولید و سرمایه گذاری	مجلس شورای اسلامی
۵۷	پرداخت بخشی از هزینه‌های تحقیقاتی به واحدهای تولیدی دارای مجوز توسط دولت		
۵۸	حمایت دولت از ایجاد و تقویت نشان (برند)های تجاری داخلی محصولات صنعتی و خوشه‌های صادراتی	قانون رفع موانع تولید رقابت پذیر و ارتقای نظام مالی کشور	مجلس شورای اسلامی
۵۹	تلاش در جهت افزایش رقابت پذیری کالاهای داخلی		
۶۰	ترویج فرهنگ مصرف کالاهای داخلی		

از مهم‌ترین چالش‌های سیاست‌ها می‌توان به عدم توجه به اجرایی بودن قوانین در هنگام تصویب اشاره نمود. برخی از قوانین بدون در نظر گرفتن قابلیت اجرا و نظارت تدوین و تصویب می‌شوند و این امر موجب می‌گردد که این قوانین ناکارآمد باشند و ضمانت اجرایی نداشته باشد و به راحتی مورد نقض قرار گیرند. همچنین یکسان بودن نهاد سیاست‌گذار، تنظیم مقررات، مجری و ناظر از دیگر چالش‌های مطرح شده توسط شرکت‌های اکتشاف و تولید می‌باشد بعلاوه کمبود قوانین و مقررات، فرایندها و رویه‌های سازمانی مناسب ملی و بخشی برای تنظیم گری و تسهیل گری توسعه ساخت داخل از دیگر چالش‌های این حوزه است. بستر سازی جهت فعالیت مؤثر نهاد رگولاتوری مستقل جهت تدوین، تصویب و نظارت بر قوانین و مقررات حمایت از ارتقای سهم داخل در صنعت نفت کشور در حل این چالش مثمرتر است (گزارش مرکز پژوهش مجلس شورای اسلامی).

خرید چندباره یک تکنولوژی

کمبود سیاست‌ها و قوانین تجمیع تقاضا بین شرکت‌های عملیاتی نفت و هدر رفتن منابع در خرید چندباره دانش فنی و محصول از صنایع مختلف؛ به دلیل عدم وجود مکانیزمی برای تجمیع تقاضا نیازمندی‌های شرکت‌های عملیاتی شاهد این امر است که یک تکنولوژی به دفعات توسط شرکت‌های مختلف خریداری می‌شود و موجب هدر رفت منابع مالی کشور می‌گردد همچنین این چالش ریشه در مدیریت دانش ضعیف نیز دارد. عدم وجود یک سیستم کارآمد جهت جمع آوری درس آموخته‌های ناشی از اعمال سیاست‌ها گذشته و عدم ارزیابی این سیاست‌ها و نتایج آن‌ها از دیگر چالش‌های سیاست‌گذاری است. از دیگر چالش‌های این حوزه می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

ریسک پذیری پایین شرکت‌های تابع نفت در بکارگیری تجهیزات و خدمات داخلی به دلیل محدودیت‌های زیاد ناشی از دستگاه‌های قانون‌گذار و سیاست‌گذار چه در صنعت نفت چه خارج از آن ورود بیش از حد شرکت نفت به فاز اجرا و فاصله گرفتن از نقش کارفرمایی و تسهیل گری، طراحی ساختار اشتباه در طرح‌های توسعه توان داخل در صنعت نفت و به طور خاص در تجربه ۱۰ قلم کالای راهبردی در محور قراردادن شرکت خارجی در بومی سازی تجهیزات و خدمات، عدم الزام شرکت خارجی به انتقال و آموزش نرم‌افزارهای و رویه‌های اجرایی خود در زمینه‌های مختلف به طرف ایرانی، عدم ساختار مناسب توسعه ساخت داخل در سطح مجری، کارفرما و سیاست‌گذار، خالی بودن جای بسیاری از بازیگران در تکمیل اکوسیستم توسعه LOCAL CONTENT در صنعت نفت است.



سیاست‌ها و قوانین سهم داخل در هفت کشور تولید کننده نفت و گاز

در زمینه اقدامات کشورها در راستای بهبود سهم داخل دو رویکرد کلیدی وجود دارد. در رویکرد نخست تلاش کشورها در راستای تصویب قوانین جامع سهم داخل و در نتیجه اجرایی‌سازی آن در سطح ملی است. رویکرد دوم با نگاهی فارغ از تصویب قوانین تلاش می‌کند با اجرایی‌سازی مباحث مربوط به سهم داخل در لایه‌های پایین‌تر به این مهم دست پیدا کند. در ادامه پرونده تلاش می‌شود در جهت شناخت هر چه بیشتر نسبت به سیاست‌ها، راهکارها و چالش‌های کلیدی در حوزه سهم داخل در بخش نفت و گاز در کشورهای مختلف مروری جامع بر کلیدی‌ترین سیاست‌ها و الزامات در هفت کشور منتخب نیجریه، آنگولا، غنا، برزیل، روسیه، نروژ و عمان مورد بررسی قرار گرفته و عناصر اصلی مرتبط با سهم داخل شناسایی شود. چرا که توجه به این عناصر می‌تواند مسیر تدوین سیاست‌ها و راهکارهای سهم داخل در حوزه نفتی کشور را تسهیل نماید.

سیاست‌های سهم داخل با یک تغییر سریع در توان داخلی (به عنوان مثال، افزایش درصد اشتغال محلی در یک بخش خاص) همراه نیست؛ بلکه تغییرات ناشی از به کارگیری سیاست‌های مرتبط با افزایش توان در مدت زمانی طولانی قابل مشاهده است. به عبارتی دیگر این سیاست‌ها به طور اتوماتیک سهم داخل را توسعه نمی‌دهد بلکه اگر این سیاست‌ها در یک بخش به طور صحیحی پیاده‌سازی شوند می‌توانند باعث دستیابی به توانمندی‌های محلی در آن بخش شوند؛ افزایش توانمندی در یک بخش منجر به انتقال این توانمندی به دیگر بخش‌ها خواهد شد و این به تحقق مفهوم سهم داخل کمک می‌کند.

در گزارش بانک جهانی با عنوان «سیاست‌های سهم داخل در بخش نفت و گاز» مجموعه سیاست‌های کشورهای مختلف در جهت توسعه صنعت نفت و گاز در بخش سهم داخل را به دو بخش زیر تقسیم کرده است:

۱. تأمین تجهیزات / خدمات / تولیدات از داخل و ارتقای توانمندی تولید داخل
۲. ارتقا توانمندی / استفاده از نیروی انسانی داخلی.

سیاست‌ها و قوانین سهم داخل در غنا برنامه ریزی برای رسیدن به سهم ۶۰ تا ۹۰ درصدی تأمین کنندگان داخلی



نخستین اشاره به موضوع‌های مربوط به سهم داخل در قانون نفت در کشور غنا در سال ۱۹۸۴ مطرح شده است. اپراتورها برنامه‌های انتقال تکنولوژی را با هدف انتقال دانش به شرکت ملی نفت غنا اجرا کنند. همچنین برخی از الزامات حمایت از اشتغال محلی وجود داشت که بسیار دوستانه بود. زیرا که تمرکز دولت در این دوره بر جذب سرمایه‌گذاران خارجی بوده است. مهم‌ترین چارچوب قانونی که رویکرد جامع به نفت داشت در سال ۲۰۱۳ تنظیم شد که به اشتغال محلی، تأمین منابع داخلی کالاها و خدمات، آموزش و الزامات هزینه تحقیق و توسعه توجه داشت. جدول زیر حداقل الزامات اشتغال محلی برای اپراتورها را نشان می‌دهد.

جدول الزامات اشتغال محلی در غنا (Brand, 2016)

طبقه بندی کارمندان	۲۰۱۹ ۲۰۱۴	۲۰۲۴ ۲۰۱۹	Onwards ۲۰۲۴
کارکنان غیرمختص	۱۰۰٪	۱۰۰٪	۱۰۰٪
کارکنان سطح میانه	۳۰٪	۸۵٪	۹۰٪
کارکنان سطح مدیریتی	۵۰٪	۸۰٪	۸۰٪

قراردادهای بیمه و خدمات مالی محفوظ است. با این حال موارد استثنایی را می‌توان در موارد خاص اعطا کرد. (Sarpong, 2015)
در رابطه با الزامات آموزشی اپراتورها باید:
• یک برنامه مشخص سالانه با توجه به نیازهای آموزشی، برای تمامی کارکنان محلی به مقامات محلی ارسال کنند.
• حداقل ۵۰٪ از کارکنان مدیریت در شروع فعالیت از اتباع کشور غنا بوده و این درصد باید به ۸۰٪ در عرض پنج سال پس از شروع فعالیت‌های نفتی افزایش یابد.
الزامات انتقال تکنولوژی و تحقیق و توسعه از درجه اهمیت کمتری برخوردارند و کمتر توصیه شده‌اند. با این حال اپراتورها باید برنامه‌های خود را ارائه دهند که شامل برنامه‌های زیربنایی سه و پنج ساله تحقیق و توسعه، برنامه‌های تسهیل سرمایه‌گذاری مشترک بین شرکت‌های داخلی و خارجی و غیره است. این برنامه‌ها باید توسط مقامات مربوطه بررسی و تأیید شوند. (Brand, 2016)
در رابطه با چالش‌هایی که کشور در پیاده‌سازی سیاست‌ها و قوانین سهم داخل با آن مواجه است، می‌توان به موارد زیر اشاره نمود:
• چالش تأمین مالی در تمام سطوح زنجیره ارزش برای شرکت‌های محلی به دلیل نرخ بهره بالا

• کمبود مهارت‌ها و دانش فنی در کسب و کارهای محلی به دلیل بی تجربگی در صنعت. برای کسب و کار محلی سخت است که در یک فضای رقابتی در پروژه‌های پیچیده‌تر در کوتاه مدت شرکت کنند.
• زیرساخت‌های ضعیف از جمله منبع تغذیه، جاده‌ها و خطوط راه آهن
• عدم وجود مکانیزم‌های نظارت و اجرا بر سیاست‌ها (Sarpong, 2015)

چالش‌های سهم داخل	راهکارهای رفع چالش‌های سهم داخل
تأمین منابع مالی - نرخ بهره بالا - کمبود مهارت و دانش فنی در شرکت‌های محلی - زیرساخت‌های ضعیف - عدم وجود مکانیزم نظارت و اجرا	افزایش ارتباط با شرکت‌های بین المللی تدوین قانون سهم داخل

الزامات اصلی تأمین کالا و خدمات از تأمین کنندگان محلی عبارت است از:
• حداقل سهم داخل در ارزش کالا و خدمات، به طور کلی بعد از اجرای سیاست بعد از پنج سال ۱۰ درصد، ۵۰ درصد پس از ۵ سال و ۹۰-۶۰ درصد بعد از ۱۰ سال از اجرای سیاست باید توسط تأمین کنندگان محلی تأمین شود.
• اولویت قیمت برای شرکت‌های محلی است. در طول مدت قرارداد اگر قیمت تأمین کننده محلی کمتر یا برابر با ۱۰٪ بالاتر از قیمت پایین‌ترین تأمین کننده خارجی باشد، قرارداد باید به شرکت محلی اختصاص داده شود، در صورتی که واجد شرایط برای انجام این کار باشد.
• تأمین کنندگان خارجی تنها می‌توانند کالاها/ خدمات را در صورت سرمایه‌گذاری مشترک، که در آن حداقل ۱۰٪ مالکیت محلی مورد نیاز است، ارائه دهند.
• اپراتورها باید یک حساب بانکی محلی داشته باشند و معاملات را از طریق آن انجام دهند.
• برخی از صنایع برای تأمین کنندگان محلی، از جمله خدمات حقوقی، ارائه



سیاست‌ها و قوانین و چالش‌های سهم داخل در نیجریه

الزاماتی در رابطه با اشتغال، تدارکات آموزش و انتقال تکنولوژی

در رابطه با چالش‌هایی که کشور نیجریه در پیاده‌سازی سیاست‌ها و قوانین سهم داخل با آن مواجه است، می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

- عدم وجود نیروی انسانی با مهارت کافی: شکاف مهارت در نیروی کار محلی برای فعالیت‌های مرتبط با نفت وجود دارد. کسانی که از طریق آموزش رسمی در مؤسسه‌های آموزش عالی تحصیل کردند، مهارت‌های کافی را اخذ نکردند به این خاطر که دانشگاه‌های نیجریه استانداردهای به اندازه کافی بالایی ندارند و بودجه و تجهیزات نامناسبی دارند.
- بالا بودن نرخ بهره محلی: موجب دسترسی سخت‌تر به منابع مالی برای کسب و کارهای محلی شده است و مانع توسعه آن‌ها است.
- بی‌ثباتی سیاسی هزینه‌های زیادی برای کسب و کارهای محلی ایجاد کرده و امنیت را به خطر می‌انداخت که مانع توسعه است.
- عدم تحویل به موقع و هزینه تمام شده بالا و کیفیت پایین قطعات و تجهیزات سهم داخل
- ناتوانی دولت در ایجاد ساختارها و چارچوب‌های مناسب برای نظارت بر اجرای سیاست‌ها و قوانین مربوط به سهم داخل
- زیرساخت ناکافی و محیط اقتصاد کلان: زیرساخت‌های نیجریه در حال حاضر نمی‌تواند از رشد صنعتی پشتیبانی کند. برخی از چالش‌های زیربنایی عبارت‌اند از: منبع تغذیه ناکافی، شبکه حمل و نقل ضعیف و شبکه مخابراتی، ناکافی بودن و عملکرد پایین زیرساخت‌ها، توسعه اپراتورهای بومی را محدود کرده است. هم چنین زیربنای بسیار ضعیف به شدت هزینه تولید در کشور را افزایش می‌دهد.
- وجود فساد در نظام که اجازه اجرای مؤثر سیاست‌ها و قوانین را نمی‌دهد. به طور نمونه الزامات اولیه در دهه ۷۰ میلادی برای شرکت‌های خارجی برای همکاری با مؤسسه‌های محلی منجر به طرح‌های فاسد شده که در آن شرکت‌های ناکارآمد صرفاً به دلیل دور زدن قوانین تشکیل شدند.

برنامه اصلی کشور نیجریه برای توسعه ساخت داخل استفاده از توان شرکت‌های بین‌المللی برای توانمندسازی و انتقال فناوری است. برای این امر نیجریه برنامه‌های بسیار مناسبی را طرح‌ریزی نموده است که به‌نظر می‌رسد اثرات آن در آینده بیشتر نمایان خواهد شد. عمده منابع نفتی نیجریه در دریا قرار دارد لذا نیجریه تمرکز خود را برای تولید کالاها و تجهیزات حجیم و گران‌قیمت با فناوری نسبتاً پایین قرارداد داده است و در این راستا تولید انواع سازه‌های دریایی را به‌خوبی توسعه داده است.

برای تحقق اهداف نیجریه سه اقدام را هم‌زمان پیگیری می‌کنند:

- اخذ تعهد از شرکت‌های خارجی و قراردادادن بندهای مناسب در قراردادهای توسعه میادین
- مونیتورینگ و پایش انجام تعهدات توسط کمیته‌ای در سطح عالی دولتی
- ایجاد سامانه‌ای برای تأیید صلاحیت‌های مشارکت‌هایی که برای مناقصات شکل می‌گیرند.

سهم داخل در کشور نیجریه عبارت‌است از درجه ارزش خلق شده یا اتخاذ شده در نیجریه با بهره‌گیری از منابع و خدمات در صنعت مشخص در نتیجه بهبود توانمندی‌های بومی بدون قربانی کردن کیفیت، سلامت، ایمنی و استانداردهای محیط زیست است.

مقامات دولتی در سال ۲۰۰۳ و ۲۰۰۵ دستورالعمل‌های مهمی برای افزایش سطح سهم داخل تعیین کردند اما برخی دیگر از الزامات و قوانین در قانون توسعه صنعت نفت و گاز نیجریه که در سال ۲۰۱۰ به اجرا درآمد، متمرکز شده است. این رویکرد جامعه همراه با الزاماتی در رابطه با اشتغال، تدارکات، آموزش و انتقال تکنولوژی است.

در مورد تأمین کالا و خدمات از تأمین کنندگان محلی الزامات مهمی وجود دارند که موجب تقویت کسب و کارهای محلی می‌شوند:

- پیمانکار باید تعلقات لازم را برای انجام بخشی از برنامه کاری به صورت محلی (و تا حد ممکن) با استفاده از کالاها و خدمات که به صورت محلی تهیه می‌شود ارائه نماید.

• اپراتورها باید اولویت را به کالاها و خدماتی اختصاص دهند که به شکل استاندارد در نیجریه تولید یا توسط افراد این کشور ارائه می‌شود.

• با توجه به محصولات تولید شده توسط تأمین کنندگان داخلی اهداف حداقلی بر اساس هر فعالیت متفاوت است، با مقادیر ۴۵٪ تا ۱۰۰٪.

• برخی از صنایع برای تأمین کنندگان محلی محفوظ خواهند ماند. تمام فعالیت‌های ساخت و جوشکاری در کشور باید انجام شود. هم چنین خدمات حقوقی و خدمات مالی.

• اپراتورها مجبورند حداقل ۱۰ درصد از درآمد خود را در حساب بانکی نیجریه‌ای نگهداری کنند.

• اولویت قیمت برای شرکت‌های محلی است. در طول مدت مزایده قرارداد اگر قیمت تأمین کننده محلی کم‌تر یا برابر با ۱۰ درصد بالاتر از قیمت پایین‌ترین تأمین کننده خارجی باشد، قرارداد باید به شرکت محلی اختصاص داده شود.

چالش‌های سهم داخل	راهکارهای رفع چالش‌های سهم داخل
- عدم وجود نیروی انسانی با مهارت - بالا بودن نرخ بهره محلی - بی‌ثباتی سیاسی - هزینه تمام شده بالا برای تولیدات داخلی - کیفیت پایین قطعات و تجهیزات تولید داخل - ناتوانی دولت در اجرای صحیح سیاست‌های حمایت از تولید داخل - زیرساخت ناکافی در راستای افزایش سهم داخل وجود فساد در دولت	- ارائه برنامه‌های آموزشی و انتقال تکنولوژی توسط شرکت‌های خارجی - تدوین قانون توسعه سهم داخل - انجام اصلاحات سیاسی بازار در راستای حمایت از تولید داخل - افزایش ثبات سیاسی - تشکیل هیئت نظارت و اجرا در راستای پیاده سازی سیاست‌های سهم داخل



الزامات قوی برای اشتغال نیروی محلی تا سطوح مدیریت

برای تمامی طبقه بندی‌های عملیات نفتی انجام شده مطابق با قانون نفتی آماده سازی و ارائه نمایند.

• اپراتورها موظف به آموزش و توسعه شرکت‌های تعاونی بومی به منظور تبدیل شدن به شرکت‌های نفتی بومی توانمند است (زاهدی موحد، ۱۳۹۷).

در مورد الزام‌های تحقیق و توسعه اپراتورها باید برنامه‌های مورد نیاز، هزینه‌ها، روش‌ها و نتایج احتمالی را پیش بینی نمایند. همچنین آن‌ها باید بر روی ایجاد سرمایه گذاری مشترک و همکاری میان تأمین کنندگان داخلی و خارجی تمرکز کنند.

• اپراتورها باید تمام داده‌های حاصل از فعالیت‌های زمین شناسی، ژئوفیزیک، حفاری، تولید و سایر داده‌ها و گزارش‌های دیگر را در انتهای فعالیت‌های خود به شرکت ملی نفت تسلیم نمایند. (مصادق انتقال کامل دانش صریح فناوریانه حاصل از عملیات نفتی صورت گرفته در پایان مدت قرارداد است).

• به کارگیری نیروهای مشخص شده نیجریه‌ای به طور مشترک با کارکنان قراردادی حرفه‌ای در اکتشاف، تجهیزات/مواد، زیست محیطی و ایمنی در عملیات نفتی.

در رابطه با الزام نظارت، یک هیئت مدیره اختصاصی برای انجام تحقیقات، بررسی گزارش‌ها ارائه شده توسط اپراتورها، نظارت بر سیستم صلاحیت‌ها و صندوق توسعه سهم داخل ایجاد شده است.

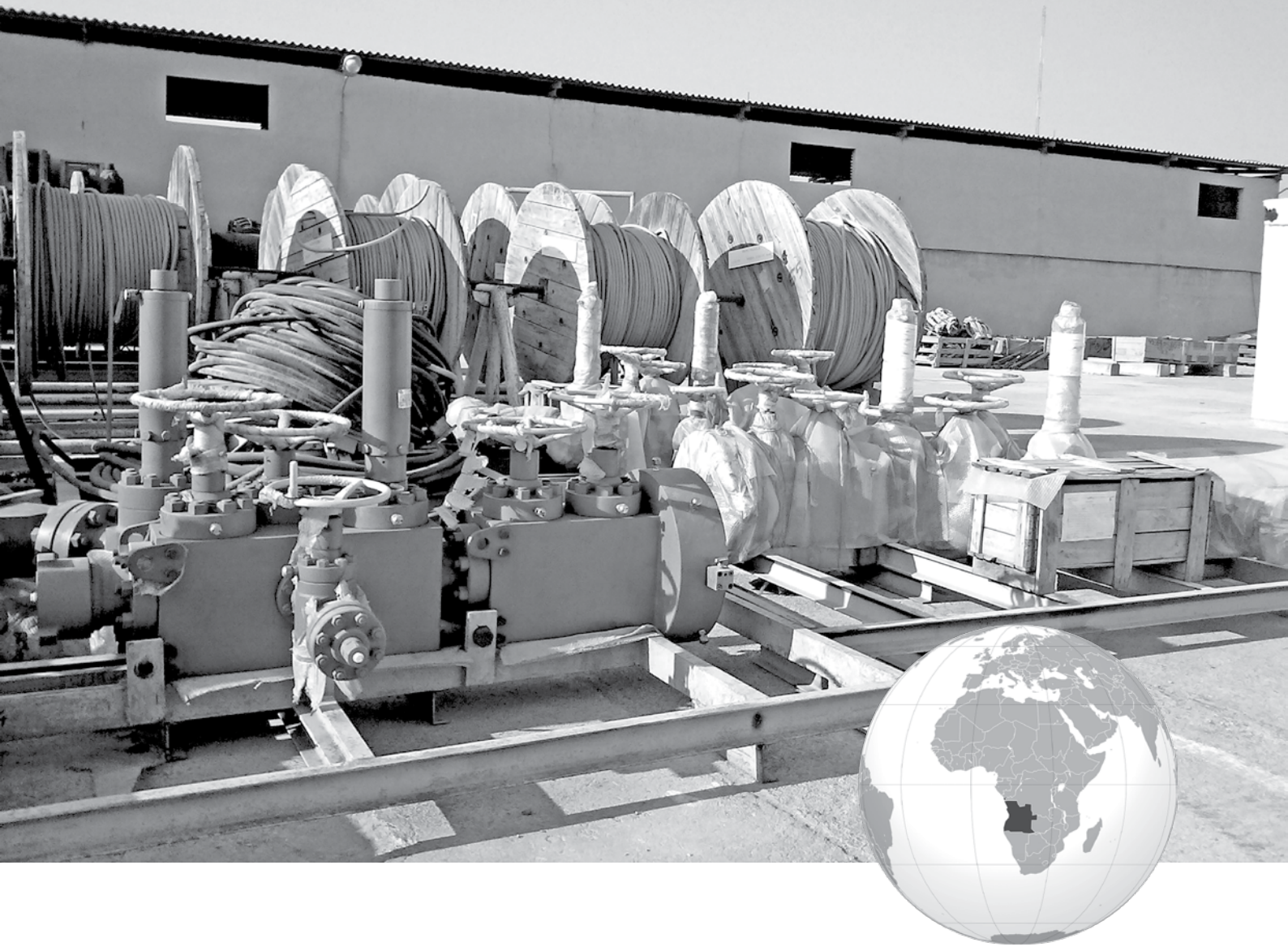
در متن بسیاری از قراردادهای منعقد شده با پیمانکاران در پروژه نفتی نیجریه بیان شده که پس از گذشت ۱۰ سال از تاریخ این قرارداد تعداد شهروندان نیجریه‌ای به کار گرفته شده توسط پیمانکار در ارتباط با عملیات نفتی در پست‌های مدیریتی، حرفه‌ای و نظارت باید حداقل ۷۵ درصد تعداد کل افراد به کار گرفته شده توسط پیمانکار در آن موقعیت رسیده باشد. پیمانکار باید این اطمینان را حاصل کند که در ۱۵ تا ۲۰ سال بعد از تاریخ این قرارداد، حداقل سطح تعداد کل شهروندان نیجریه‌ای در موقعیت‌های حرفه‌ای مدیریتی، نظارتی و دیگر درگیر در عملیات نفتی ۸۰ تا ۸۵ درصد، تمام کارگران ماهر، نیمه ماهر و غیر ماهر به کار گرفته شده توسط پیمانکار شهروندان نیجریه‌ای باشد.

تمام استخدام‌های خارجی نیازمند یک برنامه کاربردی و تأیید مستقیم از دولت است. برای انجام عملیات نفتی در شرایطی مقرون به صرفه از نظر هزینه و تولید، اولویت با شهروندان نیجریه‌ای خواهد بود.

در مورد الزام‌های آموزشی اپراتورها باید برنامه‌های آموزشی را با هدف ایجاد و افزایش اشتغال محلی افزایش دهند. این الزامات به شرح زیر است:

• اپراتورها موظف است تعدادی توافق از کارکنان شرکت ملی نفت را به شکل سالانه تحت آموزش قرار دهند.

• اپراتورها باید طرح‌ها و برنامه‌هایی برای آموزش صنعتی و آموزش نیجریه‌ای‌ها



آنگولا، پیشگام در داخلی سازی تجهیزات و خدمات صنعت نفت در قاره آفریقا

اجازه خرید کالای داخلی

تا ۱۰ درصد گرانتر از مشابه خارجی

مترجم: محسن داوری

و از جنوب با نامیبیا مرز مشترک دارد و از سوی باختر به اقیانوس اطلس می‌رسد.

کشور آنگولا یکی از کشورهای صادر کننده نفت است که بیش از ۶۰ درصد تولید ناخالص داخلی خود را از طریق فروش نفت تأمین می‌کند و نفت مورد نیاز خود را پس از این که در خارج از این کشور به انواع فراورده‌های نفتی تبدیل شد، وارد می‌کند. دو سوم مردم این کشور در فقر زندگی می‌کنند. جنگ داخلی ۱۵ ساله آنگولا در بهار سال ۲۰۰۲ میلادی پایان یافت. آنها دومین تولیدکننده بزرگ نفت قاره آفریقا بعد از نیجریه هستند و آمریکا دومین کشور خریدار نفت خام آنگولاست. این کشور پس از آفریقای جنوبی و نیجریه سومین اقتصاد قاره آفریقا را دارد. آنگولا در سه دهه گذشته یکی از مهم ترین مقاصد تولید کنندگان نفت و گاز دنیا

در اکتبر سال ۲۰۲۰ میلادی، رییس جمهور آنگولا قانون توسعه ساخت داخل در صنعت نفت و گاز این کشور آفریقایی را به وزارت نفت این کشور ابلاغ کرد. هدف از این قانون، تشویق شرکت‌های داخلی فعال در صنعت نفت، گاز، سوخت‌های زیستی و شرکت‌های ارائه دهنده خدمات سرچاهی، پیمانکاران به تأمین کالاها و خدمات مورد نیاز در صنعت نفت این کشور است. منظور از شرکت‌های آنگولایی، شرکت‌هایی است که در این کشور ثبت شده باشد و ۱۰۰ درصد سهام آنها به شهروندان و یا شرکت‌های آنگولایی تعلق دارد.

آنگولا کشوری در جنوب قاره آفریقا و هفتمین کشور بزرگ این قاره محسوب می‌شود. پر جمعیت‌ترین شهر و پایتخت آن لواندا است. آنگولا از شمال و خاور با جمهوری دموکراتیک کنگو و از خاور با زامبیا

جدول ۱: الزامات اشتغال محلی در آنگولا

طبقه بندی کارمندان	۱۹۸۵	۱۹۸۷	۱۹۹۰	۲۰۱۰
کارکنان غیرمخصص	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰	٪۱۰۰
کارکنان سطح میانه	٪۵۰	٪۵۰	٪۷۰	٪۸۰
کارکنان سطح مدیریتی	-	٪۵۰	٪۸۰	٪۷۰

در رابطه با الزامات تأمین تجهیزات، کالا و خدمات مورد نیاز حق امتیاز ترجیحی برای شرکت‌های دولتی و کسان است که شهروند آنگولا هستند و حداقل مالکیت سرمایه ۵۱٪ شرکت را دارا می‌باشند.

• تأمین کننده خصوصی یا دولتی ملی نسبت به تأمین کنندگان خارجی ارجحیت دارند. اگر قیمت ارائه شده توسط آن‌ها بیش از ۱۰ درصد بالاتر از تأمین کنندگان خارجی نباشد.

• در رابطه با کالا و خدماتی که نیاز به سرمایه محدود و دانش فنی غیر تخصصی دارند، انحصار در شرکت‌های آنگولا است اما در مورد کالاها و خدماتی که نیاز به سرمایه وسیع و دانش تخصصی بالا دارند سرمایه گذاری مشترک مورد توجه می‌باشد. (Tordo & Anouti, 2013)

• رابطه با الزامات آموزش و تحقیق و توسعه، قانون برای ایجاد ظرفیت سازی محلی سالانه الزاماتی به شرح زیر در نظر گرفته است.

• اپراتورها باید برنامه‌های توسعه شغلی برای کارگران محلی در نظر بگیرند.
• اپراتورها با ایجاد فضای همکاری بین نیروی کار محلی و خارجی موجب انتقال دانش و ادغام نیروی کار محلی با خارجی شوند.

• به ازای هر تولید مبلغ ۱۵ / دلار به صندوق‌های آموزشی پرداخت می‌شود که از این مبلغ معمولاً ۹ / ۰ دلار به وزارت نفت داده می‌شود (که ۳ / ۰ دلار به دانشگاه‌های محلی داده می‌شود) و مابقی توسط خود اپراتورها باید برای آموزش کارکنان هزینه شود. (Tordo & Anouti, 2013)
در رابطه با چالش‌هایی که کشور آنگولا در پیاده‌سازی سیاست‌ها و قوانین سهم داخل با آن مواجه است، می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

• مهارت‌ها و سطح دانش پایین شرکت‌های محلی و عدم دسترسی به زیرساخت‌های مناسب که موجب افزایش هزینه تمام شده می‌شود.

• عدم وجود نیروی انسانی با مهارت: یک شکاف مهارتی قابل توجه در الزام اشتغال محلی وجود دارد و نیروی کار محلی آمادگی لازم را دارا نیست. به خصوص در مشاغل سطح مدیریتی به همین خاطر همانطور که در جدول الزامات اشتغال ذکر شده است درصد نیروی کار در سطح مدیریتی از ۸۰ درصد در سال ۱۹۹۰ به ۷۰ درصد در سال ۲۰۱۰ کاهش یافته است.

چالش‌های سهم داخل	راهکارهای رفع چالش‌های سهم داخل
- زیرساخت‌های نامناسب	افزایش مشارکت با شرکت‌های دولتی
- سطح پایین مهارت‌ها و دانش شرکت‌های محلی	و خصوصی بین المللی - ارائه برنامه‌های آموزش ملی
- عدم وجود نیروی انسانی با مهارت کافی	- ارائه دوره‌های آموزشی توسط اپراتورهای خارجی
- هزینه تمام شده بالا برای تولیدات داخلی	

منبع: www.lexology.com

بوده است. همه شرکت‌های بزرگ بین المللی نفتی دنیا در این کشور پروژه‌های بالادستی اجرا کرده‌اند. با آغاز گذار انرژی، گول‌های انرژی امیدوارند تا از آخرین فرصت‌ها برای کسب سود پیش از پایان عصر نفت بهره ببرند.

آنگولا بسیار علاقمند است که سطح تولید نفت خود را به ۲ میلیون بشکه در روز برساند. این عدد به ارتقای موقعیت آنگولا به جایگاه سومین اقتصاد بزرگ قاره آفریقا کمک خواهد کرد. هر چند ذخایر نفتی سرشار آنگولا باعث ثروتمند شدن بسیاری از صاحبان قدرت در این کشور شده، اما تا حدی نیز به بازسازی آنگولا پس از پایان جنگ داخلی نیز که در سال ۲۰۰۲ پایان یافت، کمک کرده است.

” به سوی توسعه داخلی سازی کالاها و خدمات نفتی

براساس این قانون، شرکت‌های داخلی تولیدکننده کالا و خدمات در صورت داشتن شرایط بهتر و یا مشابه در بخش قیمت و کیفیت در اولویت تأمین کالاهای صنعت نفت آنگولا خواهند بود. همچنین شرکت‌های خارجی می‌توانند برای خریداری کالاها و خدمات شرکت‌های داخلی آنگولا تا ۱۰٪ بهای بیشتری بپردازند.

شرکت‌های پیمانکار بین المللی پیش از خرید کالاها و خدمات مورد نیاز باید اطمینان یابند که این موارد در داخل آنگولا قابل تأمین نیست. در بخش دیگری از این قانون از شرکت‌های خارجی سازنده خواسته شده با ایجاد شراکت با شرکت‌های داخلی در اولویت تأمین کالا قرار بگیرند. روبران صنعت نفت آنگولا از پیمانکاران طرح‌های خود خواسته‌اند تا در شرایط مساوی اولویت را به شرکت‌های داخلی بدهند.

وزارت صنعت و معدن آنگولا ملزم به تهیه فهرست شرکت‌های تأمین کننده کالاها و خدمات قابل استفاده در پروژه‌های صنعت نفت و گاز و روزآمدی دوره‌ای آن شده است.

شرکت‌های خارجی پیمانکار صنعت نفت آنگولا تلاش می‌کنند تا با ارائه آموزش‌های تخصصی به کارجویان، بخش بیشتری از نیروی انسانی مورد نیاز را از نیروهای داخلی تأمین کنند. همچنین آنها باید پیش بینی کالاها و خدمات مورد نیاز و میزان تحقق سهم ساخت داخل در بخش تأمین کالا و خدمات را در هر مرحله پروژه اعلام نمایند.

” سیاست‌ها و قوانین سهم داخل در آنگولا

از سال ۲۰۰۳ آنگولا مجموعه‌ای از سیاست‌های سهم داخل را پوشش می‌دهد که شامل اشتغال محلی، تأمین منابع داخلی کالاها و خدمات و هم چنین هزینه‌های آموزشی و هزینه‌های تحقیق و توسعه است. الزامات اشتغال محلی در آنگولا شامل موارد زیر است که باید توسط اپراتورها رعایت شوند.

• استخدام افراد محلی هر زمان که تجربه و مدرک آن‌ها مورد نیاز باشد.
• تأیید برنامه‌های استخدامی توسط وزارت نفت
• تأیید وزرات نفت برای استخدام‌های خارجی
• استفاده از نیروی انسانی غیربومی تنها در صورتی که هیچ پرسنل بومی واجد شرایطی برای انجام کار مورد نیاز در دسترس نباشد، میسر خواهد شد.

• مشخص نمودن حداقل درصد کارکنان محلی که اپراتورها باید داشته باشند. (Tordo & Anouti, 2013)



سیاست‌ها و قوانین سهم داخل در برزیل

سرزمین قهوه دارای بیشترین سرمایه‌گذاری مستقیم خارجی در آمریکای جنوبی

در جدول زیر الزامات تعیین شده بر اساس این دو نگرش مشخص شده است.

سال		۱۹۹۹ ۲۰۰۲	۲۰۰۳ ۲۰۰۴	۲۰۰۵ ۲۰۱۱
مرحله اکتشاف	حداقل منابع محلی برای	-	۳۰٪ آب عمیق ۵۰٪ آب کم عمق ۷۰٪ در ساحل	۳۰٪ آب عمیق ۵۱٪ آب کم عمق ۷۰٪ در ساحل
	مزایده پذیرفته شده	-	۳۰٪ آب عمیق ۶۰٪ آب کم عمق ۷۰٪ در ساحل	۵۵٪ آب عمیق ۶۳٪ آب کم عمق ۷۷٪ در ساحل
مرحله اکتشاف	درصد وزن منابع محلی	۳٪	۱۵٪	۵٪
مرحله توسعه	در معیارهای ارزیابی پیشنهادها	۱۲٪	۲۰٪	۱۵٪

مراحل اکتشاف و توسعه از لحاظ سرمایه و نیازهای تکنولوژیکی متفاوت است، به همین سبب نیازهای سهم داخل بر اساس هر مرحله متفاوت است. در رابطه با چالش‌هایی که کشور برزیل در پیاده‌سازی سیاست‌ها و قوانین سهم داخل با آن مواجه است، می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

- تأمین کنندگان محلی ظرفیت رقابت در سطح بین‌المللی را دارا نیستند.
- چالش افزایش هزینه‌های تولید و تأخیر در برنامه‌های زمان‌بندی اپراتورها به سبب عدم قابلیت‌های مورد نیاز شرکت‌های داخلی، در همین راستا شرکت پتروبراس در چند سال اخیر به دلیل تأخیر عرضه کنندگان محلی به سختی به اهداف تولید دست پیدا کرده است.
- کاهش قیمت نفت در سال‌های اخیر چالش بیشتری برای توسعه کسب و کار محلی ایجاد کرد زیرا اپراتورها به دنبال تأمین کنندگان بین‌المللی با هزینه‌ای مناسب هستند.
- وجود فساد و رابطه در انتخاب تأمین‌کننده توسط پتروبراس
- ماهیت محافظتی سیاست‌های سهم داخل در برزیل به نفع افراد مرتبط با شرکت‌های غیر رقابتی که خدمات و تجهیزات را بدون بهبود در رقابت ارائه می‌کنند، که این امر به سطح رفاه در بلند مدت خسارت می‌زند.

چالش‌های سهم داخل	راهکارهای رفع چالش‌های سهم داخل
• عدم ظرفیت رقابت شرکت‌های محلی در سطح بین‌المللی	ارائه برنامه جامع PROMINP شامل:
• هزینه تمام شده بالا	• ارتقای مهارت‌های نیروی کار
• تأخیر در تحویل به موقع کالا	• فرصت‌سازی برای شرکت‌های کوچک و متوسط داخلی
• وجود فساد و رانت در دولت	• تسهیل در دسترسی به منابع مالی برای شرکت‌های داخلی از طریق توافق با بانک‌های برزیل
	• شناسایی شکاف‌های تکنولوژیکی شرکت‌های داخلی و ارائه راهکارهای متناسب با شرایط به آن‌ها

اقتصاد برزیل بر پایه بخش‌های توسعه‌یافته‌ای چون صنعت نفت، کشاورزی، معدن، تولیدات صنعتی و خدمات استوار است. ویژگی بارز اقتصادی کشور برزیل، بازار آزاد برای جذب سرمایه‌گذاران خارجی است، از این رو برزیل بزرگ‌ترین کشور پذیرای سرمایه‌گذاری مستقیم خارجی در آمریکای جنوبی به شمار می‌رود. شرکت‌های چند ملیتی در این کشور با سرمایه‌گذاری جدی در مقوله فناوری نوین، تأثیر بسزایی بر شکوفایی و رشد صنعت و اقتصاد برزیل داشته‌اند.

کشف میدان‌های نفتی بزرگ در آب‌های اطراف برزیل طی سال‌های اخیر، عزم این کشور برای سرمایه‌گذاری در اکتشاف نفت را جدی‌تر کرده است، تا آنجا که قصد دارد طی سال‌های آینده، خود را به ششمین قدرت تولیدکننده نفت در جهان مبدل سازد. شرکت پتروبراس این کشور در نظر دارد از سال ۲۰۱۳ مبلغ ۲۳۶ میلیارد و ۷۰۰ میلیون دلار در ۲ بخش نفت و گاز سرمایه‌گذاری کند. رویکردهای استراتژیک حاکم بر استراتژی توسعه فناوری برزیل بومی‌سازی Local Content بر ۴ اصل است.

۱- توسعه توانمندی فناوری ۲- ارتقای قابلیت‌های منابع انسانی ۳- رشد صنعت ملی ۴- اشتغال‌زایی و رشد درآمد ملی

دولت برزیل، سیاست‌های سهم داخل را از ابتدای فعالیت‌های اکتشاف و تولید توسط شرکت‌های خصوصی و دیگر شرکت‌های برزیل معرفی کرده است. سهم داخل ممکن است در بخش‌های مختلفی چون دولت، تأمین کنندگان و اپراتورها مورد توجه قرار گیرد. از سال ۱۹۹۹ برزیل مجموعه‌ای از سیاست‌های خود را با هدف تقویت تولید نفت اجرایی کرده است. این سیاست‌ها عمدتاً به صورت الزامات تدارکات محلی و هزینه‌های تحقیق و توسعه اجباری صورت می‌گیرد، بعلاوه شامل طرح‌های حمایت از کسب و کار و مشوق‌های مالی نیز است. این سیاست‌ها هیچ الزامات شغلی را پوشش نمی‌دهند، زیرا انتظار می‌رود که از طریق توسعه کسب و کارهای محلی، سطح اشتغال به طور طبیعی افزایش یابد.

الزامات تحقیق و توسعه

اپراتور باید یک درصد از درآمد ناخالص را در تحقیق و توسعه مرتبط با حوزه نفت و گاز سرمایه‌گذاری کند. تا ۵۰ درصد از این سرمایه در امکانات پژوهشی صورت گرفته و مابقی آن باید معطوف به پژوهش‌های مالی که توسط دانشگاه‌های محلی و یا مؤسسات تحقیقاتی معتبر انجام شده، هزینه شود. دولت با پرداخت یارانه و کاهش مالیات از توسعه کسب و کارهای محلی حمایت می‌کند. در مورد الزامات تأمین کالا و خدمات از تأمین‌کنندگان محلی قانون با دو نگرش این موضوع را بررسی کرده است: یک، سهم داخل را به عنوان معیاری برای فرایند مناقصه در مرحله صدور مجوز تصویب کرده است. دو، از سال ۲۰۰۳ حداقل میزان سهم داخل برای اپراتورهای تعیین شده است (Tordo & Anouti2013).



روسیه مدل موفق همکاری صنایع دفاع و صنعت نفت

و گاز و ترویج دستاوردهای صنایع دفاعی قابل استفاده در صنایع نفت و گاز می‌پردازد.

”گازپروم تأمین کالای خود را چگونه مدیریت می‌کند؟“

شرکت گازپروم به‌عنوان یکی از بزرگ‌ترین شرکت‌های نفتی صنعت نفت روسیه و جهان، ۴۰ درصد گاز مصرفی اروپا را تأمین می‌کند.

• کمیته مدیریت گازپروم بر مبنای موافقت‌نامه‌های بین شرکت‌های تابعه گازپروم و Gazcomplectimpex و همچنین موافقت‌نامه‌های بین Gazcomplectimpex و تأمین‌کنندگان، سامانه تأمین کالاهای فنی را بر مبنای مناقصه مورد تأیید قراردادده است.

• توسعه یک سامانه کنترل کیفیت در کلاس جهانی بخش مهمی از سامانه تأمین کالاهای فنی گروه گازپروم را تشکیل می‌دهد به همین دلیل، کمیته مدیریت دستورالعملی برای انطباق سازمان‌های گازپروم با سیستم مدیریت کیفی بر مبنای استانداردهای بین‌المللی ابلاغ نموده است.

• کمیسیون رقابت، کمیته مناقصه و شرکت Gazcomplectimpex که از زیرمجموعه‌های گازپروم است؛ وظیفه تأمین کالا برای شرکت‌های زیرمجموعه گازپروم را بر عهده دارد. آنها در حال پیاده‌سازی سامانه برگزاری مناقصه الکترونیکی برای تأمین‌کنندگان کالا هستند تا به وسیله این سامانه خدمات مورد نیاز گازپروم و شرکت‌های زیرمجموعه آن با کیفیت و سرعت بهتری به انجام برسد.

پهناترین کشور جهان، روسیه با تولید ناخالص داخلی ۲۱۱۸ میلیارد دلار در سال ۲۰۱۳ هشتمین اقتصاد بزرگ جهان بوده است. روسیه پس از فروپاشی شوروی به اقتصاد بازار روی آورده است و به منابع طبیعی عظیم خود متکی است. صنعت نفت روسیه یکی از بزرگ‌ترین صنایع نفت و گاز جهان است. این کشور در کنار اوپک، دو قطب عمده تأمین نفت سایر کشورها است. در دهه ۱۹۹۰ میلادی تولید نفت در روسیه کاهش شدیدی را تجربه کرد؛ به طوری که تولید روزانه نفت آن از ۹ میلیون بشکه در روز به ۶ میلیون کاهش پیدا کرد. اما در مارس ۲۰۰۲، روسیه توانست رتبه نخست در تولید نفت را مجدداً از عربستان سعودی بازستاند. شباهت وضع مدیریتی کشور روسیه به ایران طوری است که آنها نیز فاقد برنامه‌های حمایت از توسعه صنایع هستند. شرکت‌های نفتی هیچ انگیزه‌ای برای سرمایه‌گذاری در توسعه تجهیزات جدید ندارند. مکانیزمی در سطح فدرال برای تشویق شرکت‌های نفت و گاز برای تأمین کالای روسی، موجود نیست.

همکاری صنایع دفاع روسیه در بخش نفت و گاز طوری است که اتحادیه سازندگان تجهیزات نفت و گاز روسیه به طور پیوسته در حال توسعه روابط اعضای خود با نمایندگان صنعت نفت و گاز است. با هدف ترویج همکاری بین شرکت‌های فناوری روسیه و مشتریان بالقوه صنایع منابع طبیعی، ارتباطات بین‌سازمانی به طور سالانه سازماندهی می‌شود. اتحادیه سازندگان تجهیزات نفت و گاز روسیه به طور فعال به بهبود سیستم اطلاعاتی تأمین‌کنندگان برای بازار تجهیزات نفت



برنامه عمان برای ارزش آفرینی داخلی در صنعت نفت و گاز تعیین راهبرد تأمین هم زمان منافع دولت و شرکت های نفت و گاز داخلی و بین المللی

نویسندگان: آمانداریان و کریس مک دونالد
مترجم محسن داوری



در بسیاری از کشورها، سیاست های سهم ساخت داخل و مقررات مربوط به آن غیرواقعی و در بهترین شرایط غیرمنعطف هستند. اما در راهبرد توسعه صنعت نفت و گاز کشور عمان که در سال ۲۰۱۲ میلادی اجرایی شد، رویکرد متفاوتی در نظر گرفته شده است. آنها به جای در نظر گرفتن اهداف مشخص و یا تصویب مقررات، با دیدگاهی کل نگر و مشارکتی به دنبال ایجاد ارزش در داخل کشور هستند. این راهبرد منافع دولت و شرکت های نفت و گاز را به صورت هم زمان تأمین می کند. اگرچه سیاست سهم ساخت داخل عمدتاً در صنایع انرژی اجرا می شود، اما دولت عمان در سایر بخش های صنعتی نیز از این راهبرد بهره می برد دولت ها به دنبال تحریک رشد اقتصادی و ایجاد مشاغل داخلی به ویژه به دلیل بحران همه گیری ویروس کرونا هستند و تجارب عمان می تواند به عنوان راهنما مورد استفاده قرار گیرد.

دولت های دارای ذخایر غنی نفت و گاز تلاش های گسترده ای برای ارزش آفرینی از زنجیره ارزش اکتشاف و تولید طلای سیاه در دستور کار خود قرار داده اند. رهبران این کشورها به ویژه با پشت سر گذاشتن دوره های سقوط قیمت نفت دریافته اند پیوند زدن برنامه های اقتصادی با درآمدهای نفتی از ریسک سیاسی و اجتماعی زیادی برخوردار است. آنها در سال های اخیر با توسعه سهم ساخت داخل به دنبال توسعه اقتصاد داخلی و اشتغال زایی هستند. دولت عمان یکی از دولت های پیشرو در توسعه سهم ساخت داخل در صنعت نفت و گاز محسوب می شود.

براساس گزارش سازمان همکاری های اقتصادی و توسعه، تاکنون بیش از ۳۴۰ شاخص داخلی سازی توسط دولت عمان تعیین شده است. بیشتر این شاخص ها پس از بحران مالی سال ۲۰۰۸ میلادی ابلاغ شده اند.



گزارش گیری، رویکرد کاراتری انتخاب کرده است. دولت عمان در ارزش آفرینی دیدگاهی بلند مدت دارد. تاکنون صدها دوره آموزشی برای تسهیل این برنامه و استفاده از فرصت‌های تجاری اجرا شده است.

وزارت نفت و گاز عمان به همراه سازمان‌های همکار، چشم انداز تقاضای محصولات و خدمات مورد نیاز را تهیه کرده تا شرکت‌های عمانی، کارآفرینان و سرمایه‌گذاران این کشور بتوانند برنامه تجاری خود را براساس این داده‌ها طراحی و عملی کنند. به دلایل مختلف بخشی از این کالاهای و خدمات در کوتاه مدت و میان مدت قابل ارائه و تولید توسط شرکت‌های عمانی نیستند. اما در بخش‌های قابل توجهی امکان نقش آفرینی شرکت‌های داخلی وجود دارد. اولویت دادن به استخدام شهروندان عمانی نیز از سوی رهبران عمان به دقت پیگیری می‌شود. هرچند به دلیل قوانین کار این کشور شاهد ایجاد موانعی برای فعالیت شرکت‌های خارجی بوده ایم. مثلاً براساس قوانین کنونی اخراج کارگران به دلیل عملکرد ضعیف و یا عدم رضایت کارفرما بسیار دشوار و پرهزینه است. همچنین میزان حقوق در نظر گرفته شده برای کارگران داخلی در مقایسه با حقوق و مزایای پرداختی به کارگران خارجی آسیایی بسیار بیشتر است.

در سال گذشته میلادی ۳.۷ میلیارد دلار پروژه به شرکت‌های عمانی واگذار شده است. این عدد نشان می‌دهد که شاهد موفقیت این شیخ نشین در توسعه سهم ساخت داخل بوده ایم.

شرکت بریتیش پترولیوم با واگذاری ۱.۱ میلیارد دلار پروژه به شرکت‌های داخلی پیشگام در این راهبرد بوده است. در چارچوب چشم انداز سال ۲۰۴۰ میلادی شاهد توسعه سیاست سهم ساخت داخل در سایت حوزه‌های اقتصادی این کشور جهت تنوع اقتصاد ملی، کاهش وابستگی به درآمدهای نفت و گاز و ایجاد فرصت‌های شغلی پایدار خواهیم بود.

منبع: www.dai-global-developments.com

” تقسیم بندی دقیق وظایف دولت و بخش خصوصی در تحقق

سهم ساخت داخل

سازوکار طراحی شده توسعه سهم ساخت داخل در این کشور از ابتدا مشارکتی بوده است. دولت متمرکز و قدرتمند عمان در پیشبرد این برنامه متعهدانه گام برداشته است. وزارت نفت و گاز این کشور بر پیشبرد برنامه‌های داخلی سازی نظارت دارد و مقامات دولتی اولویت بالایی به آن می‌دهند. پیمانکاران طرح‌های صنعت نفت هر ماه گزارش پیشرفت داخلی سازی طراحی، اجرا و راه اندازی پروژه‌ها را به معاون وزیر نفت اعلام می‌کنند. سپس این گزارش‌ها در کمیته‌ای توسط مدیران ارشد وزارت نفت و وزارت نیروی انسانی و مدیران ۹ شرکت اصلی بهره بردار عمان مورد بررسی و ارزیابی قرار می‌گیرد. بدین ترتیب حمایت دولتی باعث دستاوردهای چشمگیری در همه مراحل شده است.

دولت سلطنتی عمان بسیار متمرکز بوده و تقسیم بندی دقیقی برای وظایف دولت و بخش خصوصی جهت تحقق سهم ساخت داخل طراحی کرده است. وزارت نفت و گاز عمان وظیفه همکاری با شرکت‌های بهره‌برداری در مراحل توسعه توانمندی تخصصی در انتقال فناوری را بر عهده دارد. رهبران این کشور تلاش می‌کنند تا این قوانین مانعی بر سر انجام پروژه‌ها ایجاد نکند. شرکت‌های بین المللی شل و توتال متعهد شده‌اند تا در مسیر تحقق سهم ساخت داخل با شرکت‌های داخلی عمان همکاری نمایند.

دولت عمان برای جمع‌آوری اطلاعات، تحلیل و انتقال دانش فنی تلاش زیادی انجام داده است. آنها با مطالعه تطبیقی راهبردهای سایر کشورها به ویژه مالزی، برزیل و نروژ نتایج سیاست‌های مختلف توسعه سهم ساخت داخل را ارزیابی و مقایسه کرده‌اند.

آنها رویکردی فراتر و متفاوت با دیدگاه‌های سنتی در پیش گرفته‌اند. مثلاً وزارت نفت و گاز عمان در مراحل ارزیابی مناقصه‌ها و سازوکار

بررسی فرازونشیب‌های سهم ساخت داخل در خاورمیانه و شمال آفریقا تلاش برای حضور شرکت‌های داخلی در پروژه‌های بالادستی



نویسنده: دمیلولا اس. اولاوویی

مترجم: محسن داوری

کردستان)، اردن، لیبی، لبنان، سوریه، قطر، عمان، عربستان سعودی و یمن مورد بررسی قرار گرفته است. دولت‌های این منطقه از روش‌های مختلف و متنوعی برای تأمین سهم ساخت داخل بهره برده‌اند. شرکت‌های بین‌المللی نیز بر روی تعهدات خود در این حوزه بررسی‌های همه‌جانبه‌ای می‌کنند. شرکت‌های نفتی خواهان تعهدات روشن، شفاف و قابل تحقق در این حوزه هستند. مهمترین انگیزه‌های اجرای سیاست سهم ساخت داخل دولت‌های این منطقه به شرح زیر است:

• افزایش توانمندی‌های شرکت‌های داخلی و تجربه اندوزی با کمک شرکت‌های بین‌المللی

بیشتر کشورهای این منطقه فاقد پیمانکاران نفتی مجری پروژه‌های بزرگ هستند و باید از تخصص و توان شرکت‌های بین‌المللی بهره ببرند. بدین ترتیب در طول زمان شاهد افزایش مهارت کارکنان و تأمین بخشی از تجهیزات و فناوری‌های مورد نیاز خواهند بود.

• ایجاد فضای مناسب برای نقش آفرینی شرکت‌های داخلی در فعالیت‌های اکتشافی

رهبان این کشورها امیدوارند تا شاهد حضور شرکت‌های داخلی در فعالیت‌های بالادستی اکتشاف میادین نفت و گاز باشند. این حوزه نیازمند کارکنان متخصص و تجهیزات پیشرفته است که این سیاست می‌تواند زمینه همکاری‌های مشترک را ایجاد کند. کشورهای عربستان و عمان در این حوزه توانسته‌اند موفقیت‌های زیادی کسب نمایند.

• **ایجاد منافع اقتصادی برای شهروندان کشورهای خاورمیانه و شمال آفریقا**
با اجرای این سیاست شاهد اشتغال آفرینی و ایجاد فرصت‌های شغلی برای شهروندان این کشورها خواهیم بود. کشورهای خاورمیانه و شمال آفریقا با وجود دارا بودن ذخایر عظیم نفت و گاز طبیعی دارای نرخهای بالای بیکاری (بامیانگین ۱۹ درصد) هستند. در قراردادهای دولت‌های خاورمیانه و شمال آفریقا با شرکت‌های نفتی بین‌المللی از این شرکت‌ها خواسته شده تا بخشی از نیروی انسانی مورد نیاز را از میان شهروندان دارای کیفیت لازم تأمین نمایند. این اقدام به افزایش درآمد ملی و بهبود مهارت کارکنان منجر خواهد شد. مردم این کشورها همواره در مورد این مسأله نگران بوده و بارها شاهد زد و خورد، اعتراض و یا راهپیمایی‌های آنان بوده‌ایم.

• بهبود ظرفیت فناوری کشور میزبان

در قراردادهای بررسی شده این منطقه از شرکت‌های نفتی بین‌المللی خواسته شده تا در صورت شرایط برابر خرید از شرکت‌های داخلی را در اولویت قرار دهند. ایجاد مراکز پژوهش و توسعه نیز در تعدادی از قراردادها با هدف انتقال فناوری و افزایش رقابت‌پذیری شرکت‌های داخلی ذکر شده است.

• کمک به اقتصاد محلی و بومی مناطق پیرامون پروژه‌ها

رهبان کشورهای نفت‌خیز معتقدند این سیاست به افزایش ثروت مردم مناطق میزبان منجر می‌شود. سیاست پرداخت یارانه به شهروندان را باید سیاستی شکست خورده دانست. مردم آن‌ها خواهان نقش آفرینی در پروژه‌ها و بهره‌مندی مستقیم از منافع آن‌ها هستند.

منطقه خاورمیانه و شمال آفریقا به ویژه کشورهای خلیج فارس دارای میادین عظیم نفت و گاز و دارنده حدود ۴۵ درصد ذخایر اثبات شده گاز طبیعی و ۴۸ درصد ذخایر اثبات شده نفت خام دنیا هستند. این منطقه، یک سوم نفت تولیدی دنیا را به خود اختصاص داده و رهبری بازار جهانی ال.ان.جی در دو دهه گذشته در اختیار قطر بوده است. بدین ترتیب شرکت‌های بین‌المللی نفتی فرصت‌های چشمگیری در اکتشاف، تولید و عرضه این ذخایر دارند. در سال‌های اخیر، سهم ساخت داخل در قراردادهای نفت و گاز مورد توجه کشورهای این منطقه قرار گرفته و از شرکت‌های خارجی خواسته شده در جهت استفاده از توانمندی‌های شرکت‌های داخلی برای تأمین کالاها و خدمات و بهبود توانایی‌های کارکنان و ایجاد فرصت‌های شغلی استفاده شود. پس از سقوط قیمت نفت و ایجاد چالش‌های اقتصادی در کشورهای نفت‌خیز، شاهد افزایش توجه دولت‌های خاورمیانه و شمال آفریقا به این موضوع بوده‌ایم. این کشورها تلاش می‌کنند تا در جهت متنوع کردن اقتصاد داخلی حرکت نمایند. آنها معتقدند این سیاست به توسعه صنایع داخلی و ورود فناوری‌های پیشرفته منجر خواهد شد. در سال ۲۰۱۴ میلادی، قیمت نفت با سقوط بیش از ۷۰ درصدی روبرو شد و در سال ۲۰۱۵ میلادی کشورهای منطقه خلیج فارس ۳۶۰ میلیارد دلار درآمد خود را از دست دادند. این عدد برابر با ۲۱ درصد تولید ناخالص داخلی این کشورها بوده است. در گزارش اوپک اعلام شده که برای عبور قیمت هر بشکه نفت از مرز ۱۰۰ دلار باید تا سال ۲۰۴۰ میلادی صبر کنیم. کشورهای منطقه خلیج فارس برای ایجاد فرصت‌های شغلی و افزایش درآمد ملی همراه با توسعه نوآوری به عملی کردن سیاست سهم ساخت داخل نیازمند هستند. شرکت آرامکو عربستان سعودی در سال ۲۰۱۵ میلادی برنامه «اکتوا» را با هدف حمایت از ارزش افزوده سازندگان داخلی همراه با سنجش و پایش عملکرد پیمانکاران آغاز کرد. همه شرکت‌های پیمانکار فعال در پروژه‌های آرامکو باید بخشی از کالاها و خدمات مورد نیاز را از شرکت‌های داخلی تأمین کنند.

چالش‌های توسعه سهم ساخت داخل

این سیاست در بیشتر کشورهای نفت‌خیز به ایجاد تعارض، افزایش هزینه‌ها، طولانی‌تر شدن زمان تکمیل پروژه‌ها و نارضایت پیمانکاران منجر شده است. این الزام باعث رخ دادن تعارض‌های حقوقی نیز می‌گردد. در بیشتر این کشورها، صنایع داخلی بسیار ضعیف، غیر رقابتی و فاقد استانداردهای لازم هستند. راهبرد سهم ساخت داخل باعث ایجاد تعارضات مالیاتی، جرایم تأخیر در اجرا و فساد در قراردادهای شده است. منتقدان از افزایش اختلافات قراردادی به دلیل این سیاست و کاهش جذابیت قراردادهای پیمانکاری خبر می‌دهند. برای پاره‌ای از اختلافات حقوقی و قراردادی باید از فرایندهای پرهزینه داوری و یا مراجعه به مراکز بین‌المللی حل و فصل تعارضات بهره برد.

نگاهی به مقررات سهم ساخت داخل در خاورمیانه و شمال آفریقا

در این تحقیق، وضعیت سهم ساخت داخل پروژه‌های نفت و گاز کشورهای منطقه خاورمیانه و شمال آفریقا شامل الجزایر، مصر، ایران، عراق (منطقه فدرال



نروژ چگونه آزمایشگاه جهانی انرژی باقی می ماند؟

جایگاه آن در کسب درآمد از صنعت نفت و گاز است. مطابق این برنامه در بیست سال آینده، عمده درآمد صنعت نفت و گاز نروژ (حدود ۷۰ تا ۸۰ میلیارد دلار) از طریق فعالیت های صنعتی و فروش تکنولوژی به دست می آید. با وجودی که صنعت نفت در این کشور نزدیک ۴۰ سال سابقه دارد، این کشور از جمله تأمین کنندگان تکنولوژی مورد نیاز صنعت نفت ایران است که بیش از یک قرن سابقه دارد. تا ابتدای سال ۲۰۰۲ میلادی، بالغ بر ۴۰ درصد از کل منابع نفتی و حدود ۱۰ درصد از کل ذخایر گازی واقع در فلات قاره نروژ، استحصال شده است. بسیاری از ذخایر باقیمانده نیز در حال تولید و یا در دست توسعه است. درآمدهای حاصل از فروش نفت و گاز نروژ در کمتر از ۴۰ سال آینده به صفر خواهد رسید.

حوزه های اولویت دار تکنولوژیک صنعت نفت نروژ

به منظور دستیابی به پیشرفت چشمگیر و کسب بازار رقابتی جهان، کشور نروژ موضوعات ذیل را به عنوان حوزه های حائز اهمیت در صنعت نفت و گاز خود مطرح کرده است:

- توسعه پایدار و تلاش برای حفظ محیط زیست
- افزایش نرخ جایگزینی ذخایر (پیدا کردن ذخایر جدید برای جبران تولید)
- افزایش نرخ بهره دهی هیدروکربن ها
- ایجاد تکنولوژی های مقرون به صرفه برای توسعه مناطق قطبی
- توسعه میادین حاشیه ای (میادینی که برای توسعه سودآور نیازمند تکنولوژی جدید هستند)
- افزایش ارزش افزوده از گاز
- افزایش و توسعه توانایی ها و بکارگیری آن در صنعت
- افزایش صادرات تکنولوژی

چالش های موجود در فعالیت های فلات قاره نفت و گاز نروژ باعث نوآوری های گسترده گردیده است. این نوآوری ها در قالب همکاری های نزدیک سازندگان تجهیزات و بهره برداران به دست آمده است. این امر نروژ را به محیطی جذاب برای تحقیق و توسعه نفت و گاز تبدیل نموده است و بسیاری از شرکت های چند ملیتی نظیر شلمبرگر، در نروژ بخش تحقیق و توسعه ایجاد کرده اند. ۳۱ درصد شرکت های نروژی برپایه نفت و گاز هستند و بیش از ۴ درصد فروش خود را صرف تحقیق و توسعه می کنند و این شرکت ها دارای نوآوری های بیشتری در حوزه تولید و ارائه خدمات و امور سازمانی نسبت به سایر صنایع هستند.

ویژگی های اصلی و نکات کلیدی موفقیت برنامه

• تکنولوژی های جدید باید توسط شرکت های نفتی به کار گرفته شود تا اطمینان حاصل شود که نروژ جایگاه خود را به عنوان آزمایشگاه جهانی انرژی حفظ می نماید. سرمایه گذاری های امروز در تحقیق و توسعه صنعت نفت، ۱۰ الی ۲۰ سال دیگر در ایجاد فرصت های شغلی و برتری جهانی نروژ در تکنولوژی های منتخب جلوه گر خواهد شد.

ویژگی های اصلی برنامه OG21:

توجه به فناوری به عنوان عاملی مهم در کاهش هزینه ها و تقویت رقابت پذیری است. توجه به تقویت تخصصی صنعت نفت نروژ به عنوان فلسفه ای زیربنایی برای تمامی قراردادهای فناوری از سال ۱۹۸۰ به بعد شده است. پیشتازی جهانی مراکز تحقیقاتی نروژ از سال ۱۹۹۱ به بعد در برخی زمینه ها بازنگری سند استراتژی هر سه سال یکبار

برنامه استراتژیک صنعت نفت و گاز نروژ

مهمترین درس OG21 برای نروژ، توجه ویژه برنامه ریزان به نقش تکنولوژی و

نتیجه گیری

شناسایی شدند. در انتها با استفاده از روش تحلیل مضمون و استفاده از نظرات خبرگان مدلی برای حمایت از سهم داخل در قراردادهای بین المللی ارائه شد که مدل تدوین شده دارای دو بعد عرضه و تقاضا است. در بخش تقاضا مفاهیم توسعه قابلیت ها، محیط کلان، سیاست های کلان و فعالیت های حمایتی مورد توجه است. در طرف عرضه برنامه های آموزشی، به کارگیری نیروی انسانی و انتقال فناوری و همکاری فناورانه (فناوری های سخت و نرم) مدنظر قرار گرفته اند.

کشورها با وضع سیاست ها و قوانین سهم داخل به دنبال حداکثرسازی منافع خود در قراردادهای بین المللی می باشند. سهم داخل در قراردادهای بین المللی نفت و گاز معمولاً در بخش پیوست ها و به صورت یک تعهد قراردادی در نظر گرفته می شود. کشور ما با وضع سیاست ها و قوانین مختلف سهم داخل اما موفق به کسب نتایج مورد انتظار نگردیده است. به همین خاطر در این پرونده عواملی در سیاست ها و قوانین که موجب ناکارآمدی آن ها گشته بود از طریق مطالعات کتابخانه ای، تحلیل اسناد و مصاحبه با شرکت های مختلف



موانع و مشکلات تولید داخل و قانون حمایت از توان داخلی سامانه توانیران راهگشا یا باز دارنده؟



سعید هاشم پور

مدیر مهندسی طرح‌های شرکت پالایش نفت آبادان

۱- مطابق متن این قانون تمامی طرح‌ها، پروژه‌ها و همچنین خرید کالاهای مورد نیاز طرح‌ها و پروژه‌های دستگاه‌های دولتی اشاره شده در این قانون می‌بایست در سامانه‌ای که به این منظور تدارک دیده شده ثبت گردد. از آنجا که در دستگاه‌های مختلف دولتی روندهای مختلفی جهت بررسی و تصویب طرح‌ها وجود دارد، لازم است سایر دستگاه‌ها (به عنوان مثال وزارت نفت) نمونه بومی سازی شده از این قانون را بصورت بخشنامه، رویه و... به ارگان‌های زیر مجموعه ارائه نمایند. به طور مثال در شرکت‌های پالایشی وزارت نفت خریدهای جاری از مسیر اداره تدارکات کالا و در سطوح قیمتی مختلف انجام می‌شود. بخشی از آن بصورت تأمین یک کالای کد شده مشخص و از یک سازنده مشخص بوده و بصورت دوره ای لازم است تأمین شده و در انبار شرکت جایگزین گردد. اینگونه خریدها بصورت روتین در سامانه خرید کالای پالایش و پخش ثبت شده و از آن طریق اقدام می‌شود. لذا هماهنگی بهتر و ارتباط بیشتر بین این سامانه و سامانه توانیران مرتبط با قانون حمایت از تولید داخل) احساس می‌گردد.

سامانه توانیران براساس جزء (۱) بند الف ماده (۴) قانون حداکثر استفاده از توان تولیدی و خدماتی کشور و حمایت از کالای ایرانی، مصوب پانزدهم اردیبهشت ماه سال ۹۸ به منظور معرفی توانمندی‌های داخلی (کالا و خدمات) راه اندازی شده است. این سامانه به دنبال ایجاد فرصت برای داخلی‌سازی نیازهای وارداتی کشور است. شرکت‌های دولتی، نیمه دولتی و شبه‌دولتی، بنیادها و شرکت‌های خصوصی که از تسهیلات یارانه‌ای، تکلیفی و غیره استفاده می‌کنند و حتی بانک‌ها و دانشگاه‌ها و مناطق ویژه اقتصادی نیز مشمول این قانون هستند. در راستای پیاده سازی قانون حمایت از تولید داخل و استفاده حداکثری از توان داخلی که به منظور استفاده حداکثری از توان شرکت‌ها و پیمانکاران داخل کشور وضع گردیده، موارد و موانع قابل تأملی وجود دارد که به نظر می‌رسد با وجود اهداف مشخصی که این قانون دنبال می‌کند، جوانب مختلف امر به صورت کامل و کارشناسی لحاظ نشده و یا آموزش‌های لازم در این خصوص ارائه نگریده است. عمده این مشکلات به شرح ذیل است:

۲- قطعات یدکی مورد نیاز یک تجهیز خاص در بیشتر موارد مخصوص همان تجهیز بوده و لازم است از سازنده همان تجهیز تهیه شود (به عنوان نمونه عمده اقلام ابزار دقیق، برق و ماشینری). با توجه به متن قانون، بالاترین مقام سازمان مجاز است موضوع خرید انحصاری را در هیئت مدیره مطرح و مجوز خرید اینگونه اقلام را اخذ نماید، با این وجود خریدهایی که قرار است بصورت دوره ای از یک سازنده مشخص تأمین گردد، فرایندهای اضافی و زمانبری را برای تهیه کالا تحمیل می نماید که گاه مانع تأمین به موقع کالای مورد نیاز می شود.

۳- در پروژه هایی که با توجه به ماهیت قرارداد، اختیار خرید کالا را به پیمانکار واگذار می کند (پروژه های EPC) اجرای این قانون با توجه به داشتن مسئولیت خرید و تضمین کیفیت و کارایی کالاهای مورد نیاز در چارچوب زمانبندی پروژه توسط پیمانکار، لازم است فرایند ثبت کالا در سامانه و اطلاع رسانی به موقع مطابق زمان بندی اشاره شده در قانون فوق در حیطه کاری پیمانکار لحاظ گردد. در حال حاضر اینگونه نبوده و مسئولیت ثبت کالاهای پروژه به کارفرما واگذار شده است.

۴- در پروژه های کلان مراحل طراحی پروژه و آماده سازی فرم های درخواست تأمین کالا (شامل مشخصات کامل و دقیق کالا) به مرور زمان و در طول پروژه تهیه شده و با عنایت به زمان بندی فشرده پروژه ها بلافاصله جهت اخذ استعلام از سازندگان و تأمین کنندگان جاری می شود. لذا موضوع ثبت این اقلام (خارجی) حداقل سه ماه قبل از خرید در سامانه توانیر امکان است به اختلال در روند پروژه منجر شده و به زمانبندی پروژه آسیب جدی وارد کند و می تواند به موضوعی برای ادعاهای بعدی پیمانکار برای پوشش کم کاری ها و مطالبات خارج از توافق پروژه منتهی گردد.

۵- با توجه به الزام دستگاه های دولتی به پیاده سازی این قانون و عدم امکان واردات کالاهای خارجی مورد نیاز لازم است ساز و کاری جهت جبران خسارت این دستگاه ها در صورتی که به هر طریق استفاده از کالاهای داخلی نیازهای آن دستگاه را برآورده ننماید در نظر گرفته شود. در بیشتر مواقع تهیه یک کالا حتی از منابع داخلی زمان بر بوده و ممکن است در صورت عدم تأمین مشخصات و عملکرد مورد نیاز و از دست رفتن زمان، منجر به خسارت جبران ناپذیری برای کارفرما شود. لذا ضروری است تدبیری به منظور حمایت از کارفرما در اینگونه موارد اتخاذ شود.

۶- مطابق قانون برگزاری مناقصات در دستگاه های دولتی، انتخاب برنده مناقصه بستگی مستقیم به قیمت پیشنهادی سازنده و یا تأمین کننده کالا دارد. در مواردی که یک سازنده داخلی بخواهد یک کالای خارجی را برای اولین بار بومی سازی کند، لازم است نیازمندی های اولیه آن را تهیه کند. (بعنوان مثال ساخت قالب، هزینه جهت برپایی آزمایشگاه، هزینه جهت اخذ گواهینامه های مورد نیاز و ...) که باعث می شود در مراحل اولیه، تولید کالا از نظر قیمت غیر رقابتی بوده و گاهی بالاتر از نمونه خارجی شود. همچنین ممکن است این فرایند از چارچوب زمان پیش بینی شده کارفرما فراتر رود. حتی در صورتی که موضوع زمان توسط کارفرما مورد توافق قرار گیرد، روند انتخاب برنده با توجه به الزام قانون برگزاری مناقصات به انتخاب کمترین قیمت پیشنهادی باید اصلاح شود و یا دستورالعمل های اجرایی به سازمان ها ابلاغ شود.

۷- در پروژه های کلان با توجه به حجم بالای کالاهای مورد نیاز، مراحل ثبت دقیق مشخصات استانداردها و گاهی معادل سازی کالاهای خارجی با نمونه های داخلی در سامانه توانیران به شدت زمانبر بوده و نیازمند بکارگیری کارشناسان در حوزه های مختلف است. با توجه به ساختار تیم های پروژه، اختصاص این تعداد از کارشناسان پروژه به این مهم تقریباً غیرممکن است و تمهیدات مشخص و جداگانه ای را طلب می نماید که معمولاً خارج از توان کارفرمای پروژه است.

۸- باتوجه به الزام دستگاه های دولتی به ثبت اطلاعات در سامانه توانیران و از آنجا که مسئولیت خرید در بعضی از پروژه ها به عهده پیمانکار است، چنانچه مغایرتی در ثبت کالا وجود داشته باشد که منجر به خسارت به پیمانکار و پروژه شود، می تواند تبدیل به محل ادعاهای پیمانکار شده و در این صورت دستگاه دولتی متضرر می گردد. همچنین روند زمانی پروژه را تحت تأثیر قرار می دهد.

۹- در پروژه هایی که بخش خرید کالا (Procurement) به عهده پیمانکار است، الزام پیمانکار به تهیه کالاهای داخلی به نوعی دخالت در کار پیمانکار تلقی شده و در صورت بروز هرگونه مشکل در مراحل ثبت اطلاعات کالا، عدم پایبندی سازنده داخلی به زمانبندی تأمین کالا، عدم ارائه کیفیت مورد انتظار و تحمیل هزینه های ناشی از مغایرت کالا با نیازمندی تعریف شده، باعث بروز خسارات پیش بینی نشده به پیمانکار و متعاقباً به کارفرما می شود. لذا ضروری است تدابیری در این خصوص اندیشیده شود.

۱۰- در متن قانون، مجازات هایی برای کارفرمایان دولتی در صورت تخلفی از این قانون در نظر گرفته شده است. ولی برای سازندگان در صورتی که به غلط (سهوا یا عمداً) در ارائه مشخصات و استانداردهای کالاهای تولیدی خود غلو نموده و در نهایت باعث خسارت به کارفرما و پیمانکار شود در نظر گرفته نشده است. بنابراین لازم است ساز و کاری اتخاذ گردد که سازندگان نهایت صداقت را در این خصوص داشته باشند.

۱۱- با توجه به شرایط تحریم و نوسانات نرخ ارز در سال های اخیر، برخی سازندگان واقعی کالا نیز به واسطه گری روی آورده و صرفاً نام سازنده داخلی را یدک می کشند. ملزم نمودن کارفرمایان به تأمین کالا از سازنده داخلی گاهی باعث صرف زمان و هزینه بیشتر و دریافت کالا با کیفیت پایین تر (عمدتاً نمونه های چینی) می شود. ضرورت دارد در این خصوص نظارت ها و اهرم های کنترلی لازم پیش بینی گردد.

۱۲- در بیشتر موارد در زمان طراحی پروژه ها از نرم افزارهای شبیه ساز استفاده می شود. امروزه محصولات شرکت های پیشرو بصورت استاندارد در این نرم افزارها گنجانده شده و در زمان طراحی قابل انتخاب و شبیه سازی است. طبیعتاً در زمان طراحی لازم است نوع محصول به همراه مشخصات و استانداردهای لازم انتخاب شده و شبیه سازی آغاز شود. بدیهی است چنانچه متعاقباً کالایی غیر از آنچه در شبیه سازی استفاده شده است در عمل تهیه شود (به عنوان مثال از سازنده دیگر) نتایج کارکرد عملی از شرایط مورد انتظار فاصله خواهد گرفت. متأسفانه محصولات شرکت های داخلی در این زمینه اقدام خاصی انجام نداده و به گنجانیدن محصولات استاندارد خود در نرم افزارهای طراحی مهندسی اهمیت نمی دهند. (احتمالاً به دلیل عدم کسب گواهینامه های بین المللی) این مورد عمدتاً در خصوص اقلام برق و ابزار دقیق صادق است.



مروری بر موانع ساخت بار اول برای سازندگان تجهیزات نفت ضرورت توزیع ریسک ساخت داخل میان قانونگذار، کارفرما، مصرف کننده و تولید کننده



سید محمد طباطبائی قمی
دانشیار مهندسی مکانیک - جهاد دانشگاهی

به یک نمونه قابل قبول دست یافت ولی تکرار آن در زمان ها و مکان های مختلف فوق العاده اهمیت دارد چرا که شرکت های بهره بردار بایستی روی آن حساب کرده و سفارش خارجی خود را قطع کند.

استاندارد و کیفیت: از آنجایی که تجهیزات نفت از استانداردهای بالایی برخوردارند بایستی نحوه تطابق با استاندارد و مرجع تأیید کننده مشخص باشد و این کار بسیار با اهمیت، زمان بر و مشکل است و یکی از سدهای مهمی است که سازندگان داخلی بایستی از آن عبور کنند.

۲- مشکلات ساخت بار اول

میزان تولید: وقتی یک محصول صنعتی برای بار اول ساخته می شود اطمینانی از توانایی تولید نیست. لذا طرف سفارش دهنده سعی می کند با کمترین میزان سفارش بدهد که این امر تولید را با مشکل مواجه می کند. چرا که اغلب این تجهیزات نیاز به سرمایه گذاری دارند و برای آن بایستی تعداد سفارش به حد قابل قبولی برسد. از طرفی استفاده از روش های تک سازی و برون سپاری کار را گران تر و هزینه ها را افزایش می دهد. **زمان تولید:** با توجه به نامشخص بودن فرایند تولید برای رسیدن به کیفیت مورد نظر و استاندارد، زمان پیش بینی شده ممکن است محقق نشود چرا که در حین اجرا و یا تکرار عملیات و آزمایش ها با سعی و خطا مواجه خواهد شد و اغلب اجرای زمانبندی پروژه را با خطا مواجه می کند.

صنعت نفت به عنوان مهمترین صنعت کشور بدلائل مختلف که برخی از آنها فنی و برخی دیگر اقتصادی است، دیرتر از سایر بخش های صنعتی به ساخت داخل تجهیزات مورد نیاز خود روی آورد. در بخش فنی، موضوع تکنولوژی بالا و در بخش اقتصادی موضوع رقابت و سودهای کلان در خرید خارج، مهمترین عامل این تأخیر بود. هر چند همچون سایر صنایع بدلیل نیاز کشور و تلاش متخصصان، مقاومت در بومی سازی در این صنعت نیز تاب نیاورد و فناوران کشور با همکاری با برخی مدیران دلسوز وارد عرصه ساخت داخل تجهیزات و قطعات حوزه نفت شدند. این نوشته به برخی مشکلات موجود در راستای داخلی سازی تجهیزات از نظر نگارنده می پردازد و ممکن است برخی مسائل دیگر هم وجود داشته باشد که بایستی آنها هم مدنظر قرار گیرد. عمده موانع و مشکلات حوزه ساخت داخل را می توان در ۸ شاخص دسته بندی کرد.

۱- مشکلات فنی و تخصصی

تکنولوژی تجهیزات نفت از پیچیده ترین تجهیزات صنعتی در دنیا هستند. دقت بالا، ایمنی لازم، تکنولوژی بالا و نداشتن تجربه و کمبود تجهیزات به اندازه ی کافی، کار را برای بومی سازی آن مشکل می سازد و اگر تولید کنندگان تیم قوی و باتجربه و دستگاه ها و آزمایشگاه های مجهز نداشته باشند ساخت داخل قابل انجام نیست. **تکرار پذیری:** بسیاری موارد می توان با روش ساخت نمونه و مهندسی معکوس

مهم است که در قراردادهای نفتی کمتر اتفاق می افتد. **پیش بینی بازار و صادرات:** علاوه بر موارد فوق، پیش بینی از آینده کار و احتمال صادرات و تغییرات احتمالی در روند خرید و احتمالاً برآورد نیاز در دراز مدت، بسیار با اهمیت است.

۷- رقابت پذیری و بازار

یکی از مسائل مهم در تولید محصولات مرتبط با صنعت نفت، موضوع بازار و رقبا و آینده محصول است که در اکثر موارد و در شروع بومی سازی تجهیزات این موضوع نامشخص است و آینده ای مبهم دارد. بدون توجه به این موضوع و بدون مطالعه دقیق و پیش بینی ها و حمایت های لازم، انجام کار با مشکل مواجه خواهد شد.

۸- نیاز به سرمایه گذاری پر ریسک

ساخت تجهیزات و محصولات صنایع نفت نیاز به سرمایه گذاری به منظور خرید تجهیزات تولیدی و نیز سرمایه در گردش دارد که اغلب این موارد بایستی توسط سازنده تأمین شود. از آنجایی که ساخت این محصولات از استانداردهای بالایی برخوردارند و دارای مشتری خاص بوده و قابل مصرف به جز حوزه نفت و گاز نیستند، لذا این سرمایه گذاری از ریسک بالایی برخوردار است.

” راهکارها

حال که موانع و مشکلات ساخت تجهیزات مطرح شد از آنجایی که به هر حال بومی سازی یکی از اهداف مهم این صنعت است و با انجام این کار هم نیاز داخلی در شرایط تحریم برطرف می شود و هم قیمت خارجی کنترل می شود و اشتغال و صدور فناوری نیز از برکات بومی سازی است. لذا بایستی برای رفع مشکلات گفته شده پیشنهادهایی مطرح شود تا موانع برطرف شود. برخی از راه حل ها بر اساس موارد مطرح شده به اختصار بیان می شود:

- ۱- حمایت های مالی: خرید با قیمت بالاتر- پیش پرداخت های بیشتر- معرفی جهت وام
- ۲- حمایت های فنی: ارائه مشاوره های داخلی و خارجی، ارتباط با سازندگان، ارتباط با مصرف کننده، در اختیار قرار دادن آزمایشگاه ها، کمک در انجام تست های موفق
- ۳- حمایت های قراردادی: تسریع در عقد قرارداد، میزان قابل قبول خرید، تسهیل در اخذ ضمانت نامه ها

” جمع بندی و نتیجه گیری

بومی سازی و ساخت داخل تجهیزات نفت و گاز بدلیل داشتن مشتری خاص و تکنولوژی بالا و میزان تولید از بقیه بخش های دیگر صنعت، موانع و مشکلات بیشتری دارد که ورود به این موضوع را برای سازندگان با کندی مواجه می کند. تأکید این نوشته این است، در شرایط حال کشور بایستی موانع و مشکلات فنی، مالی و قراردادی بدرستی شناسایی شده و با دسته بندی آنها و حمایت های لازم این سد شکسته شود. البته در موارد بسیاری این کار انجام شده، لکن در موارد ساخت بار اول و تجهیزات با تکنولوژی بالا بایستی تمهیدات لازم انجام شود. اگر فقط به موضوع به صورت تجاری نگاه کنیم، پروژه های زیادتری وجود دارد که ورود به آن منافع اقتصادی بیشتر و ریسک کمتری برای تولیدکنندگان دارد و واگذاری ریسک کار به تولیدکننده ساخت تجهیزات با تکنولوژی بالا را با تأخیر مواجه می کند. لذا برای رشد و افزایش درصد ساخت داخل، ساخت تجهیزات نفتی و گازی بایستی وحدت در میان قانونگذار، کارفرما، مصرف کننده و تولید کننده وجود داشته باشد تا موانع برطرف شود. به نوعی ریسک کار توزیع شود که در این نوشته به برخی از آنها اشاره شد.

تحریم ها و موانع پیش بینی نشده: از آنجایی که برخی مواد اولیه خارجی بوده و یا برای مقدار کم تولید آن صرفه اقتصادی ندارد. برای تهیه آن از کشورهای خارجی دچار مشکل خواهیم شد. این موارد برای ابزارها و دستگاه های تولیدی نیز صدق می کند. در سنوات اخیر برخی تعطیلات ناخواسته نظیر بیماری های همه گیر و آلودگی ها و مشکلات کمبود سوخت نیز به جمع مشکلات اضافه شده است.

۳- قیمت تمام شده

راندمان تولید: با توجه به راندمان کاری و موارد پیش بینی نشده طبیعتاً راندمان تولید در کشور ما با دیگر کشورها متفاوت است. بعنوان مثال در یک کارخانه تولید آلومینیوم با میزان تولید مشابه در کشور چین، تعداد نیروی انسانی مشغول به کار در ایران حداقل دو برابر است. همینطور در خودروسازی و دیگر صنایع باعث افزایش قیمت تمام شده محصول می شود.

مواد اولیه: پس از رفع مشکل تکنولوژی، مهمترین چالش، تهیه مواد اولیه است که بسیاری از آنها از خارج کشور تهیه می شود و یا تولید آن در ایران به صرفه نیست که این امر نیز در افزایش قیمت تمام شده مؤثر است.

تجهیزات: امروز مشکل ساخت داخل فقط دانش مهندسی معکوس نیست بلکه بیشتر موانع در مواد اولیه و تجهیزات است. برای ساخت و تولید استاندارد نیاز به تجهیزات مناسب است که اغلب آن از خارج تهیه می شود و یا شاید قابل واردات نباشد. لذا این موضوع تأثیر بسزایی در افزایش قیمت تمام شده دارد.

۴- بروکراسی و مقررات

تأخیر در عقد قرارداد: ضوابط دست و پاگیر و مجوزها و دستورالعمل های متعدد و برخی متناقض، باعث تأخیر در انعقاد قرارداد و رسمی شدن تفاهم نامه ها می شود. در عصری که دقایق هم برای اجرای کار مهم است و باعث تأثیر در قیمت ها و برنامه ریزی می شود. نهایی کردن یک تفاهم نامه و یا عقد قرارداد بعضاً ماه ها و یا سال ها طول می کشد که این حتماً به اجرای صحیح کار لطمه می زند و در آینده باعث اختلاف و پیوست های متعدد در قرارداد می شود.

مصوبه ها: معمولاً در اجرای ساخت داخل و ساخت بار اول نیاز به مصوبه و مجوزهای متفاوت است در حالی که برای خرید خارجی کار بسیار آسانتر است. اجرای این مصوبه ها زمانبر و در برخی موارد کار را قفل می کند چرا که یک مصوبه ممکن است ناقض مصوبه دیگر باشد.

ضمانت نامه ها: معمولاً برای اجرای ساخت بار اول نیاز به ضمانت نامه های محکم و اغلب بانکی است که علاوه بر زمانبر بودن نیاز به نقدینگی دارد و این هم یکی از معضلات این کار است.

۵- نوسانات قیمت

تورم: متأسفانه در سال های اخیر افزایش نرخ تورم، یک موضوع پیوست به تمام پروژه هاست، در برخی موارد میزان آن به حدی است که قابل پیش بینی نیست و این در همه حوزه ها تأثیرگذار است.

تغییر نرخ ارز: این موضوع نیز گریبانگیر تمام پروژه های نفتی است. این تغییرات علاوه بر تأثیر روی قیمت ها و خدمات داخلی روی آن بخش از پروژه که نیاز به خرید خارجی دارد تأثیر بیشتری دارد.

۶- تضمین خرید

تغییرات مدیریتی: یکی از فاکتورهای مهم برای سرمایه گذاری، تضمین و اطمینان از خرید است که بستگی به جایگاه و تصمیم مدیران دارد. در این رابطه جابجایی مدیران تأثیر مستقیم در این موضوع دارد. **تعهد خرید:** علاوه بر تغییرات مدیریتی در این رابطه، دادن تضمین خرید بسیار

چالش‌ها و موانع پیش روی توسعه شرکت‌های دانش بنیان



معصومه ذاکریان

مدیر پردیس انرژی پارک علم و فناوری خراسان

شرکت‌ها یک مرحله توسط کارگزار معاونت علمی و فناوری ریاست جمهوری بررسی و تأیید شده اند.

عدم استفاده از توانمندی شرکت‌های دانش بنیان در زمان ساخت پروژه‌های بزرگ و ساخت تجهیزات عمده و صرفاً از این توان فقط در تأمین قطعات یدکی و بعضاً پروژه‌های جزئی استفاده می‌شود. این کار باعث می‌شود بازار شرکت‌های سازنده داخلی گسترش نیافته و بالطبع کاهش قیمت تمام شده و رقابتی بودن نیز اتفاق نمی‌افتد. عدم وجود یا کم بودن بسترهایی برای آزمون محصولات شرکت‌های دانش بنیان است. مهمتر از آن، عدم پذیرش ریسک این آزمون‌ها توسط کارفرمایان است. به رغم اینکه امکانات خوبی در دستگاه‌ها وجود دارد و این کار امکان پذیر است.

شفافیت کافی و لازم در سیستم تأمین دستگاه‌های دولتی وجود ندارد که برای رفع این مشکل به بکارگیری بیشتر دستگاه‌ها از سامانه‌های الکترونیکی یک ضرورت است.

تمایل شدید دستگاه‌ها به خرید خارج، به رغم اینکه هزینه‌های گزافی برای کشور ایجاد می‌کند و حتی بسیاری از تجهیزات بصورت فیک تأمین می‌شود.

حوزه حاکمیتی

عدم اجرای مناسب قوانین حمایتی نظیر استفاده ناکافی از ظرفیت‌های قانون عدم خرید کالاهای خارجی دارای تولید مشابه داخلی است. این قانون بسیار ارزشمند است اما بایستی به درستی اجرا شود در واقع تضمینی واقعی برای اجرایی شدن این قانون دیده نمی‌شود. هر چند که بایستی توان تولید داخل و رقابتی بودن نیز مورد توجه قرار گیرد.

ایجاد قوانین حمایتی در دستگاه‌های مرتبط با شرکت‌های دانش بنیان نظیر سازمان‌های مالیاتی، اداره استاندارد، بیمه، بانک‌ها، صندوق‌ها... از همه مهمتر پیگیری اجرایی شدن این قوانین حمایتی توسط واحدهای نظارتی است.

عدم دسترسی آسان شرکت‌ها به بازارهای بین‌المللی - ارتباط کم‌رنگ صنعتگران با دستگاه‌های دیپلماسی کشور است. این موضوع صادرات شرکت‌ها را با سختی مواجه می‌کند و باعث می‌شود شرکت در مقیاس کوچک باقی مانده و توسعه نیابد.

کم بودن نیروی کار تخصصی در کشور و هزینه بالای آموزش برای شرکت‌های دانش بنیان نیاز به آموزش‌های فنی و عملیاتی تر در نظام آموزش دیده می‌شود. تعداد قوانین حمایتی در مورد شرکت‌های داخلی زیاد است و بعضاً تعدادی از آنها دارای تعارض و هم پوشانی با یکدیگر هستند. از طرفی برخی قوانین زیرساخت اجرایی شدن در کشور را هم ندارند و صرفاً کپی شده از سیستم‌های بین‌المللی است.

شرکت‌های دانش بنیان، شرکت‌ها و مؤسسات حقوقی خصوصی یا تعاونی هستند که با ایجاد یک کسب و کار دانش محور به دنبال تبدیل پایدار دانش به ثروت بوده و فعالیت‌های اقتصادی آنها مبتنی و همراه با فعالیت‌های تحقیق و توسعه در زمینه فناوری نو و پیشرفته است و به توسعه اقتصادی دانش محور در جامعه کمک می‌کنند. اساساً این شرکت‌ها چالش محور هستند. یعنی اگر متناسب با دانش شرکت، چالش یا موضوعی به آنها ارجاع شود، می‌توانند آن را پاسخ دهند.

شرکت‌های دانش بنیان با تکیه بر دانش خود علاقه‌مند هستند که در زمینه تخصصی شرکت فعالیت نموده و خلق ثروت نمایند. اما همیشه کار به این آسانی پیش نمی‌رود و این قشر پرتلاش با چالش‌هایی روبرو هستند که در این یادداشت به برخی از آنها اشاره می‌شود. البته موارد و مشکلات متعددی در این حوزه وجود دارد که برخی از آنها متوجه خود شرکت‌ها نیز می‌باشد و موضوع این یادداشت نیست، اما مواردی که ناشی از مسائل بیرونی شرکت هاست، مورد اشاره قرار گرفته است.

قطعات و مواد اولیه

دسترسی دشوار به برخی مواد اولیه که یا در صنایع داخلی تولید نمی‌شود و یا اینکه از منابع غیر معتبر و با هزینه‌های بالا تأمین می‌گردد، در بی کیفیتی محصول نهایی تأثیر گذار است. دسترسی دشوار به قطعات استاندارد مرغوب که در صنایع داخلی تولید نمی‌شود یا صرفه تولید ندارد و یا دارای کیفیت نامرغوب است. یا اینکه بصورت فیک در بازار موجود است. نظیر بسیاری از بیرینگ‌ها و آب بندها و ... که این موارد نیز منجر به محصول نهایی بی کیفیت می‌شود. شرکت‌ها زیادی برای تأمین این قطعات و مواد اولیه از شرکت‌های برند بین‌المللی دارند.

حوزه کارفرمایان

معمولاً در ساخت تجهیزات و ماشین آلات در صنایع از برندها و شرکت‌های مختلف بین‌المللی استفاده شده است و در حال حاضر نیاز به ساخت و تولید آنها در وجود دارد. این تنوع بسیار زیاد بوده و گاهی برای شرکت دانش بنیان دسترسی به دانش فنی آن تجهیز نیز بسیار هزینه‌بر است. اما تعداد آن در کشور محدود است بطوری که این کار عملاً صرفه اقتصادی برای شرکت ندارد.

وجود رانت در برخی دستگاه‌های دولتی، مداخله نیروهای دولتی در حوزه شرکت داری و سعی در ارجاع کار به سمت شرکت ذی‌نفع تا شرکت دانش بنیان است. سخت گیری و کند بودن مراحل اخذ تأییدیه و ورود به وندورها در مورد شرکت‌های دانش بنیان وجود دارد. در حالی که این

فراخوان مقاله

نشریه چشم انداز نفت

یافتن معضلات موجود در صنعت نفت، گاز و پتروشیمی و ارائه راهکارهای علمی و به‌روز در جهت رفع این معضلات و همچنین یافتن راه‌هایی جهت عملی کردن ایده‌های دانشگاهی و پژوهشی در این صنعت از اهداف نشریه چشم‌انداز نفت است. علاوه بر موضوعات مرتبط با صنایع بالادستی و پایین‌دستی صنعت نفت سعی بر آن است که موضوعاتی که مرتبط با بخش انرژی است نیز در این نشریه گنجانده شود.

بدینوسیله از کلیه پژوهشگران، کارشناسان و دانشجویان علاقمند دعوت می‌شود مقالات تالیفی یا ترجمه (با ارائه کپی اصل مقاله) خود را در جهت اهداف فوق‌الذکر خصوصاً پیرامون موضوعات ذیل به آدرس ایمیل نشریه ارسال کنند.

صنایع بالادستی

- ۱- مهندسی مخزن
- ۲- ژئوشیمی و ژئوفیزیک
- ۳- پتروفیزیک و مکانیک سنگ
- ۴- چاه آزمایشی و چاه پیمایی
- ۵- شبیه سازی مخزن
- ۶- ازدیاد برداشت
- ۷- تکنولوژی های برداشت ثانویه و ازدیاد برداشت نفت و گاز
- ۸- سیالات حفاری
- ۹- مدیریت و صیانت از منابع نفت و گاز
- ۱۰- سازه های فراساحل
- ۱۱- طراحی ابزارآلات موجود در صنایع نفت و گاز
- ۱۲- سیستم های هوشمند در حفاری و تکمیل چاه ها
- ۱۳- ایمنی در صنعت نفت و گاز
- ۱۴- استانداردهای بین‌المللی (وفق پذیری و نیازهای ملی)
- ۱۵- سیستم های تولید و پردازش زیردریایی
- ۱۶- مدیریت و مهار نشت در چاه های نفت و گاز
- ۱۷- روش های نوین مشبک کاری چاه های نفت و گاز
- ۱۸- اسیدکاری و احیا چاه ها

صنایع پایین دستی

- ۱- تبدیل های مستقیم و غیر مستقیم گاز طبیعی
- ۲- فرایندهای هیدروکربنی
- ۳- سنتزهای گازی
- ۴- مدیریت منابع گازی
- ۵- حمل و نقل و ذخیره سازی گاز
- انرژی
- ۱- تحلیل و مدلسازی انرژی
- ۲- بازدهی انرژی
- ۳- سوخت های پاک و زیستی
- ۴- انرژی های تجدید پذیر و نو
- ۵- سیاست گذاری و اقتصاد انرژی
- ۶- استراتژی های صرفه جویی در انرژی
- ۷- مهندسی فرایندها و بهینه سازی تجهیزات و سیستم ها
- ۸- کنترل آلودگی های زیست محیطی (هوا، آب و خاک)

انتقال فناوری برای ارتقاء توانمندی فناوریانه



دکتر منوچهر منطقی

دبیر ستاد توسعه فناوری‌های حوزه فضایی و حمل و نقل پیشرفته

کردن نیازمندی‌های یک شرکت در حوزه فناوری را توانمندی فناوریانه می‌گویند. در ادبیات مدیریت فناوری، توانمندی فناوریانه در سطح سازمان را مجموعه‌ای از توانایی‌های وظیفه‌ای سازمان که به سادگی قابل تقلید نیست و در ایجاد ارزش افزوده و بهبود موقعیت سازمان به کار می‌آید، تعریف می‌کنند. به زبانی دیگر، توانمندی فناوریانه در یک سازمان صنعتی به توانایی‌هایی اطلاق می‌شود که موجب انتخاب صحیح، استقرار، راه‌اندازی، تعمیر و نگهداری، اصلاح و گسترش فناوری شود.

توانمندی فناوریانه از نگاهی دیگر به این شکل تعریف شده است: توانایی یک سازمان تا مرحله‌ای که بتواند یک فناوری را اجرا یا پیاده سازی کند و سپس به اصلاح و بهبود آن بپردازد و در نهایت فناوری جدیدتری را خلق کند. بنگاه‌های صنعتی باید بتوانند در کنار سیاست‌گذاری هوشمندانه در مورد بازار و محصولات تولیدی، مزیت رقابتی خود را در حوزه فناوری محصول یا فرایندهای تولید توسعه دهند و حفظ نمایند. در این راستا، درک اهمیت مزیت فناوری و تدوین استراتژی مناسب برای کسب و توسعه فناوری از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است.

فرآیند ارتقای قابلیت فناوریانه تا رسیدن به کشورهای پیشرو

«ل» با استفاده از یک ماتریس مربع سه بعدی، تبیین بهتری از مفهوم قابلیت‌های فناوریانه ارائه می‌کند. در بعد عمودی آن اجزای کارکردی (شامل سرمایه گذاری، تولید و ارتباطات) بیان شده و در بعد افقی به تعریف سطوح پیچیدگی (شامل سه سطح مقدماتی، میانی و پیشرفته) می‌پردازد. «بل» و «پاویت» با الهام از کارهای

توسعه فناوری نیازمند یک سری تمهیدات و قابلیت‌هایی است که از آن به عنوان «توانمندی فناوریانه» یاد می‌شود و عامل موفقیت بنگاه‌ها در کشورهای پیشرفته ناشی از انباشت تدریجی توانمندی فناوریانه است، بنابراین موفقیت یا عدم موفقیت بنگاه‌ها و صنایع به توانمندی‌های فناوریانه آنها مربوط می‌شود. با توجه به اینکه حتی بهره‌برداری از فناوری‌های وارداتی هم نیاز به نوعی فعالیت‌های فناوریانه بومی دارد، این نگرش جدید سبب توجه بیشتر به موضوع توانمندی فناوریانه در کشورهای در حال توسعه شد.

تعاریف توانمندی فناوریانه از دیدگاه‌های مختلف

توانمندی فناوریانه برای اولین بار در اوایل دهه ۱۹۸۰ این گونه تعریف شد: توانایی استفاده اثر بخش از دانش فناوریانه. البته لازم به ذکر است که ماهیت آن با دانش موجود یکسان نیست و به استفاده از دانش و خبرگی و همچنین مهارت استفاده از دانش در تولید و عملیات، سرمایه‌گذاری و نوآوری اطلاق می‌شود. تعاریف مختلفی توسط صاحب نظران این حوزه مطرح شده که شامل موارد زیر است: «لینسو کیم» توانمندی فناوریانه را توانمندی استفاده کارآمد از دانش فناوریانه در اقدامات مختلف برای مشابه سازی، استفاده، وفق دادن و تغییر فناوری موجود تعریف می‌کند. این قابلیت باعث توانمند شدن شرکت‌ها برای ایجاد فناوری‌ها و توسعه محصولات جدید و همچنین طراحی فرایندهای جدید در راستای پاسخ‌گویی به تغییرات محیط می‌شود.

• طبق نظر وانگ و همکارانش، توانمندی‌های فناوریانه عبارت است از مجموعه‌ای از دانش‌ها، روش‌ها، رویه‌ها، تجربیات، ابزارها و تجهیزات فیزیکی.

• توانمندی فناوریانه از دیدگاه والش و همکاران عبارت است از قابلیت نوآوری و شناسایی و ملزومات فناوریانه آینده.

• «مارسل» معتقد است توانمندی فناوریانه مجموعه‌ای از تجهیزات، مهارت‌ها، دانش و استعداد‌های ویژه بنگاه هاست که به آنها در جهت دایر کردن، تغییر و ساختن فرایندهای تولید و محصولات کمک می‌کند. به عبارت دیگر، بیانگر ظرفیت سازمانی برای استفاده از فناوری است، لذا به عنوان پیشران اصلی ارتقای عملکرد شرکت‌ها در کانون توجه مدیران قرار می‌گیرد.

• «سانگ» تأکید می‌کند که در عرصه‌هایی که تغییرات بالایی فناوری دارند، توانمندی فناوریانه به بالا رفتن قدرت پاسخ‌گویی و کسب سود بهتر کمک می‌کند.

• از دیدگاه «آفوا»، هر شرکتی منابع فناوریانه خاصی مانند حق اختراع، مهندسان ماهر، دانش طراحی محصول و غیره دارد و توانمندی فناوریانه به توانایی شرکت در راستای استفاده از این منابع برای ترکیب اجزا، روش‌ها، فرایندها و فناوری‌ها و فهم مفاهیم اصلی محصولات بر می‌گردد.

بر اساس تعاریف ارائه شده و تجارب به دست آمده از سازمان‌های مختلف، توانمندی فناوریانه به معنی مجموعه‌ای از مهارت‌های انسانی است. این مجموعه مهارت‌ها شامل موارد مدیریتی و فنی است و همه آنها برای استقرار و بهره‌برداری از یک مجموعه صنعتی و فناوری همراه با بازده مناسب مورد نیاز است.

تعریف دیگری در خصوص توانمندی فناوریانه ارائه شده که آن را توانایی استفاده مؤثر از دانش و علم بیان کرده است. در واقع استفاده مؤثر از علم و دانش به منظور برطرف



چگونه می‌توان توانمندی فناوریانه را ارزیابی کرد؟

ارزیابی توانمندی فناوریانه عبارت است از فرایندی که به کمک آن سازمان قابلیت‌ها و توانمندی‌های فناوریانه خود را با لحاظ کردن اهداف بلند مدت مورد بررسی قرار می‌دهد تا هم نقاط ضعف و قوت فناوری سازمان شناسایی شود و هم بتوان توانمندی‌های فناوریانه سازمان را با رقبا یا سطح ایده آل مقایسه نمود و جهت جبران موارد نامطلوب اقدام کرد.

هدف ارزیابی فناوری به حداکثر رسانیدن اثرات مثبت و توسعه فناوری‌های سازگار با محیط اطراف است. همچنین ممیزی فناوری در پی تعیین و ارزیابی شکاف (ارزیابی سطح فناوری موجود و مقایسه آن با سطح مطلوب) و ارزیابی علل و عوامل مؤثر در به وجود آمدن شکاف فناوری است.

به منظور برنامه ریزی برای توسعه فناوری، لازم است بدانیم که با توجه به شرایط موجود در چه وضعیت و موقعیتی از نظر فناوریانه قرار داریم و آگاهی از موقعیت یک فناوری در کشورهای مختلف و تعیین میزان اختلاف و شکاف فناوری میان آنها سرآغازی جهت برنامه‌ریزی توسعه فناوری است.

توانمندی‌های فناوریانه ماهیتاً با توانمندی‌های استراتژیک تفاوتی ندارند، زیرا عملاً راهبردهای اساسی سازمان را دنبال می‌کنند. اما با نگاهی دیگر می‌توان یک تقسیم بندی از توانمندی‌های فناوریانه ارائه داد که در حقیقت با این تقسیم بندی، توانمندی‌های استراتژیک نیز ذیل توانمندی‌های فناوریانه قرار می‌گیرند. بر اساس این تقسیم بندی که توسط «پاندا و راماناتان» در سال ۱۹۹۷ ارائه شده توانمندی‌های فناوریانه در چهار دسته زیر قرار می‌گیرند. هر یک از توانمندی‌ها (به جز توانمندی‌های راهبردی) به چند بخش مجزا تقسیم می‌شوند:

- ۱- توانمندی‌های تاکتیکی شامل توانمندی‌های تولید، بازار یابی و فروش، خدمات رسانی
- ۲- توانمندی‌های مکمل شامل توانمندی‌های اکتساب و پشتیبانی
- ۳- توانمندی‌های استراتژیک شامل توانمندی‌های خلاقیت، طراحی و مهندسی، ساخت
- ۴- توانمندی‌های راهبردی

«پاندا و راماناتان» در سال ۱۹۹۶ فرایندی را برای ارزیابی توانمندی‌های فناوریانه ارائه دادند. آنها با استخراج شاخص‌هایی، این فرایند را در صنعت برق فرانسه و تایلند به کار بردند و نتایج حاصل شده را در سال ۱۹۹۷ با هم مقایسه کردند. فرایند پیشنهادی آن به شرح زیر است:

- گام اول، شناسایی مراحل ایجاد ارزش افزوده‌ای که توسط شرکت انجام می‌شود
- فرایند ارزیابی توانمندی‌های فناوریانه با شناسایی مراحل ایجاد ارزش در شرکت آغاز می‌شود. از آنجایی که یک شرکت در تمام مراحل ایجاد ارزش افزوده یک کالا یا خدمت به طور کامل دخالت ندارد، بنابراین تحلیلی جامع از مراحل ایجاد ارزش افزوده که شرکت عهده دار انجام آن است، ضروری و لازم است. این تحلیل می‌تواند پویایی‌های مراحل ارزش را نسبت به کل ارزش افزوده ایجاد شده مورد بررسی قرار دهد و در شناسایی مراحل کلیدی و مهم به سازمان یاری دهد.

- گام دوم، شناسایی توانمندی فناوریانه مورد نیاز
- هر فعالیتی که یک شرکت انجام می‌دهد، مستلزم سطح توانمندی فناوریانه معینی است. بنابراین به وسیله یافتن فعالیت‌های معینی که در مراحل ارزش افزایی توسط شرکت انجام می‌شود، نیازهای شرکت از لحاظ توانمندی فناوریانه را می‌توان شناسایی کرد.

- گام سوم، تدوین شاخص‌هایی برای ارزیابی هر توانمندی فناوریانه
- سومین گام در ارزیابی توانمندی فناوریانه مستلزم تدوین مجموعه‌ای از شاخص‌هاست که بتوان آنها را اندازه گیری کرد. برخی شاخص‌های عینی و ذهنی را می‌توان برای الگوبرداری در اجزای توانمندی‌های فناوریانه به کار برد.

«لل»، اقدام به غنابخشی مدل ماتریسی «لل» کرده‌اند و ستونی را اضافه می‌کنند که به نوعی نقش قابلیت‌های آستانه را ایفا می‌کند. این قابلیت‌ها را «قابلیت‌های تولیدی پایه» نام گذاری کرده‌اند و نشانگر آن دسته از قابلیت‌هایی است که برای استفاده از فناوری‌های تولیدی موجود استفاده می‌شود. دغدغه اصلی «لل» و پوییت» و همفکران آنها در خصوص ارتقای حداقل‌های مربوط به دانش پایه‌ای جهت ادامه حیات در بازار است. این حداقل‌ها لازمه ایجاد «نوآوری پایه‌ای و متوسط در قابلیت‌های فناوریانه» است. «فیگرادو» برای تشریح قابلیت‌های فناوریانه، ماتریسی دو بعدی ارائه کرده که در یک بعد به کارکردها و فعالیت‌های فناوریانه چهارگانه و در بعد دیگر به سطوح هفت گانه قابلیت‌های فناوریانه پرداخته است. وی کارکردهای فناوریانه و فعالیت‌های مرتبط با آن را شامل چهار مورد ذیل می‌داند: سرمایه گذاری، سازماندهی محصول و فرایند، مراکز تولید و تجهیزات. همچنین سطوح آن را در دو طبقه اصلی و هفت سطح تفصیلی به شرح ذیل دسته بندی کرده است: پایه، تجدیدشده، پایه‌ای سطح بالا، پایین تر از متوسط، متوسط، بالاتر از متوسط و پیشرفته. دو مورد اول به عنوان قابلیت‌های پایه و پنج سطح بالایی به عنوان قابلیت‌های نوآوری است که در کنار هم قابلیت‌های فناوریانه را تشکیل می‌دهند.

«دیترنیت» تلاش کرده با تأکید بر ادبیات قابلیت‌های پویا، شکل گیری و ارتقای قابلیت‌های فناوریانه را تشریح کند. وی قابلیت‌ها را در پنج سطح طبقه بندی می‌کند که عبارت‌اند از:

قابلیت‌های عملیاتی، قابلیت‌های نوآوری اولیه، قابلیت‌های نوآوری متوسط، قابلیت‌های نوآوری پیشرفته و قابلیت‌های راهبردی. سه سطح ابتدایی و مربوط به «حداقل‌های دانش محوری پایه‌ای» است. در این سطوح، بنگاه بر اساس قابلیت‌های عملیاتی و همچنین نوآوری پایه‌ای و متوسط در قابلیت‌های فناوریانه فعالیت می‌کند حرکت بنگاه بر اساس مدل به صورت عمودی و در جهت انباشت قابلیت‌هاست، البته قابلیت‌ها در این سطوح، محدود به دانش پایه‌ای و ساده است. وی کسب سه سطح اولیه قابلیت‌های فناوریانه را به واسطه همکاری و مشارکت با کشورهای توسعه یافته و تقلید از آنها دانسته و برای رسیدن به دو سطح بالایی، تمرکز بر تحقیق و توسعه درونی را ملاک می‌داند البته وی تأکید دارد که برای رسیدن به سطوح بالاتر باید سطوح اولیه به صورت کامل طی شوند.

مفاهیم مرتبط با توانمندی فناوریانه و ارزیابی توانمندی فناوریانه

توانمندی‌های فناوریانه و توانمندی سازمانی (به معنای توانایی شرکت برای مدیریت منابع از جمله کارکنان و سایر منابع) به شکلی مؤثر با هم مرتبط هستند، مشروط بر اینکه توانایی‌ها منجر به ایجاد ارزش افزوده و کسب موقعیت رقابتی گردد. بسیاری از این توانمندی‌ها در نهایت بر حوزه مشتریان سازمان تمرکز دارند. در ارتباط با توانمندی فناوریانه، دو مفهوم سیاست فناوری و استراتژی فناوری نیز مطرح می‌شود. سیاست فناوری مفهومی است که معمولاً در سطوح ملی و بخشی مطرح شده و بر اساس تعریف «موری»، سیاست‌های فناوری به قصد تأثیر نهادن بر تصمیم گیری بنگاه‌ها برای توسعه، تجاری سازی کسب و به کارگیری فناوری‌های جدید اتخاذ می‌شود و یکی از ابزارهای اصلی در اتخاذ سیاست‌های فناوری، ارزیابی فناوری و به عبارت دیگر ارزیابی جذابیت فناوری است.

استراتژی فناوری مفهومی است که غالباً در سطح بنگاه به کار می‌رود. بر اساس تعریف «پاول لاو»، به سه سوال می‌بایست پاسخگو باشد: کدام فناوری باید توسعه یابد؟ کدام مخاطره باید پذیرفته شود؟ بنگاه در کدام فناوری پیش‌تاز و در کدام فناوری دنباله‌رو است؟ اما اتخاذ سیاست یا استراتژی، با ارزیابی جذابیت محدود نمی‌شود و به ابزار دیگری نیاز دارد که بتواند امکان توسعه فناوری را در سطح ملی یا بنگاه بررسی کند. در اینجا است که مفهوم ارزیابی توانمندی فناوری مطرح می‌شود. در واقع می‌توان گفت که اولین گام در فرایند توسعه فناوری، تعیین و آگاهی از توان بالفعل فناوری است.

این شاخص‌ها باید معیارهایی مانند موارد زیر را نشان دهند:

- ۱- داشتن توانمندی نظارت بر نتایج بنیادی به جای ارزیابی عملکرد فرایندهای میانی و برنامه‌های انفرادی
- ۲- عینی و عادلانه بودن
- ۳- توانمندی به کارگیری و در حد امکان توانمندی جمع آوری راحت داده‌ها
- ۴- توانمندی ایجاد چشم انداز یا مفهوم، بدون نیاز به آگاهی کامل از اعمال و طرح‌های تولیدی

علاوه بر این، استفاده از این شاخص‌ها باید متضمن موارد زیر باشد:

- ۱- نتایج باید راهنمای هدف گذاری باشد.
- ۲- تأکید بر بهبود ارزش شاخص‌ها نباید منجر به اقدامات عملی نامطلوب شود.
- ۳- نتایج، فقط عملکرد آن نواحی را که تحت کنترل، یا تحت نفوذ مدیریت سیستم تولیدی هستند، منعکس می‌کند.
- ۴- نتایج توانمندی، کاربردی وسیع داشته باشند.

از آنجایی که سنجش برخی از اجزا توانمندی‌های فناوری می‌تواند مستقیم باشد، این چنین اندازه گیری‌ها دشوار است. بنابراین باید شاخص‌هایی تدوین نمود که بتوان آنها را به عنوان معیارهای نمایانگر این توانمندی‌ها به کار برد.

• گام چهارم، محک زنی یا الگوبرداری توانمندی‌های فناوریانه

در دنیایی که جهانی سازی و جهانی شدن رشدی فزاینده دارد، یک شرکت نمی‌تواند در خلأ کار کند. بنابراین ارزیابی توانمندی فناوریانه، بدون دانستن وضعیت فعلی توانمندی نسبت به بهترین وضعیت آن، هیچ‌گاه کامل نخواهد بود. با استفاده از مجموعه شاخص‌های معین و مشابه برای یک شرکت پیشرفته و شرکت تحت بررسی می‌توان به نتایجی که نشان دهنده نقاط قوت و ضعف هستند دست یافت.

لازم نیست که همیشه یک شرکت پیشرو در صنعت و در جهان به عنوان شرکت مدرن انتخاب شود، بلکه می‌توان شرکتی را که از لحاظ فناوریانه پیشرفته است، به عنوان الگو انتخاب کرد. حتی ممکن است این شرکت در صنعت دیگری باشد ولی فعالیت فناوریانه مشابهی را انجام دهد. در این مرحله از فرایند ارزیابی توانمندی‌های فناوریانه، اگر نتوان شرکتی را به عنوان شرکت مدرن یا الگو پیدا کرد، می‌توان از خبرگان درون شرکت به عنوان مشاور استفاده کرد. این خبرگان به واسطه تجارب عملی، آموزش و آگاهی نسبت به زمینه‌های توسعه یافته جدید، می‌توانند معیار مناسب برای شاخص‌های الگو را ایجاد کنند.

• گام پنجم، تجزیه و تحلیل شکاف

آخرین گام در ارزیابی توانمندی‌های فناوریانه تعیین شکاف بین توانمندی‌های شرکت الگو و شرکت تحت مطالعه است. این امر می‌تواند دیدگاه مفیدی درباره قوت‌ها و ضعف‌های شرکت فراهم کند و آن قسمت‌هایی را که نیاز به اقدامات اصلاحی دارند، نشان دهد.

تعاریف انتقال فناوری از دیدگاه‌های مختلف

صاحب نظران مختلفی انتقال فناوری را از دیدگاه‌های متفاوت مورد بررسی قرار داده اند که شامل موارد زیر است:

۱- از دیدگاه ناسا: انتقال فناوری به فرایندی اطلاق می‌شود که در خلال آن امکان بهره گیری از فناوری یک سازمان که مطابق آن سازمان توسعه یافته است در سازمان دیگر و با اهداف دیگر میسر می‌شود.

۲- از دیدگاه سازمان ملل: انتقال فناوری عبارت است از وارد نمودن عوامل فناوریانه خاص از کشورهای توسعه یافته به کشورهای در حال توسعه تا این کشورها را قادر به تهیه و به کارگیری ابزارهای تولیدی جدید و گسترش و توسعه ابزارهای موجود سازد.

۳- از دیدگاه طارق خلیل: انتقال فناوری فرایندی است که باعث شکل گیری جریان فناوری از منبع به دریافت کننده می‌شود.

۴- از دیدگاه «جین و تریاندیس»: انتقال فناوری به فرایند انتقال علم و فناوری از فرد یا گروهی به فرد یا گروه دیگر گویند.

۵- از دیدگاه «ملیک»: انتقال فناوری به فرایند جریان فناوری از منبع آن (فرستنده) به مقصد آن (گیرنده) گویند.

پس انتقال فناوری، ابزاری جهت به حداقل رساندن ریسک گیرنده فناوری است.

کانال‌های انتقال فناوری

کانال‌های انتقال فناوری به دو دسته کلی تقسیم می‌شوند:

۱- کانال‌های رسمی: انتقال فناوری در این کانال‌ها به صورت آگاهانه بر اساس فرایند برنامه‌ریزی شده و با موافقت مالک فناوری، از طریق توافق نامه و یا عقد قرارداد صورت می‌گیرد.

روش‌های انتقال فناوری به صورت رسمی	روش‌های انتقال فناوری به صورت رسمی
دریافت لیسانس	قراردادهای فرعی و دست دوم
سهام اقلیت - Minority Equity	سرمایه گذاری مستقیم خارجی
تملك یا اخذ	شرکت‌های زایشی Spin Off
پیمان سپاری یا تأمین از بیرون	پارک‌های علمی-آموزشی
قرارداد تحقیق و توسعه	مدل فرت
سرمایه گذاری تحقیقات	قرارداد خدمات فنی و مهندسی
تملك آموزشی	قرارداد کلید در دست
ادغام	پیمان استراتژیک
شبکه سازی	کنسرسیوم
سرمایه گذاری مشترک	قرارداد بیع متقابل
تحقیق و توسعه مشارکتی	

۲- کانال‌های غیر رسمی: انتقال فناوری در این کانال‌ها بدون موافقت مالک اصلی فناوری صورت می‌گیرد.

روش‌های انتقال فناوری به صورت غیر رسمی شامل موارد زیر است:

۱- استخدام پرسنل فنی و علمی

۲- مهندسی معکوس

۳- اعزام نیرو به خارج

۴- برگزاری کنفرانس‌ها و همایش‌های علمی، تجاری و صنعتی

۵- خرید تجهیزات و ماشین آلات

انتقال کامل فناوری نیازمند استفاده ترکیبی از روش‌های رسمی و غیر رسمی است. یکی از اهداف انتقال فناوری، ارتقای سطح فناوری است. صرفاً استفاده از یک روش انتقال، باعث باقی ماندن در همان سطح از فناوری می‌شود، پس برای رسیدن به سطح بالای فناوری، نیازمند استفاده از روش‌های ترکیبی هستیم.

• شناخت و بکارگیری فناوری: حالتی است که ما درباره فناوری شناخت داریم، برای انتقال از روش رسمی استفاده می‌کنیم و برای جذب بخش ضمنی آن از روش‌های غیر رسمی استفاده می‌نماییم.

• تسلط به فناوری: جهت تسلط و ارتقای فناوری، میزان استفاده از روش‌های رسمی و غیر رسمی تقریباً به یک اندازه است.

ایجاد فناوری مشابه: پیشران در این بخش، واحد تحقیق و توسعه است و برای سرعت بخشیدن به آن از روش‌های انتقال رسمی و غیر رسمی استفاده می‌شود. برگرفته از کتاب سیاست‌گذاری علم و فناوری نوشته «منوچهر منطقی و سیما اسدی»

کاربردهای مختلف اینترنت اشیا در صنایع نفت و گاز

از دکل‌های حفاری تا نگهداشت تأسیسات پروژه و پالایشگاه‌ها



دکتر احمد کشاورز

رئیس پژوهشکده فناوری اطلاعات و ارتباطات دانشگاه خلیج فارس

حاضر عمده استفاده از تکنولوژی IoT برای مانیتورینگ سامانه‌ها است، اما در آینده نزدیک، با جمع‌آوری داده‌های مختلف در این حوزه، شاهد استفاده از مباحث مختلف هوشمند سازی فرایندها، مبتنی بر تکنولوژی IoT خواهیم بود.

• اینترنت اشیا راهگشای مانیتورینگ لوله‌های انتقال نفت و گاز

یکی دیگر از حوزه‌هایی که قابلیت بسیاری برای استفاده از تکنولوژی‌های ارتباطی اینترنت اشیا دارد، مانیتورینگ لوله‌های انتقال نفت و گاز است. برای مثال می‌توان با قرار دادن سنسورهای مختلف لرزشی یا اکوستیک در بخش‌های مختلف مسیر انتقال لوله و ارسال اطلاعات توسط شبکه LORAWAN، نظارت خوبی به صورت آنلاین از این خطوط داشت. با توجه به اینکه مسیر لوله‌های انتقال در بیرون از شهر و مناطق خلوت است، با ایجاد دکل‌های ارتباطی برای این پروتکل در هر چند ده کیلومتر و با هزینه بسیار کم می‌توان نظارت بر لوله‌ها را انجام داد. با نظارت مستمر بر لوله‌ها می‌توان مشکلات احتمالی را با سرعت بسیار بیشتری تشخیص داده و هزینه تعمیر و نگهداری را در بلند مدت کاهش داد.

• بکارگیری اینترنت اشیا در پالایشگاه برای افزایش ظرفیت

یکی دیگر از حوزه‌هایی که اخیراً در آن به بهره‌برداری از تکنولوژی‌های اینترنت اشیا توجه شده است، مانیتورینگ پالایشگاه‌ها است. البته باید توجه داشت که پروتکل‌های بیسیم LPWAN به دلیل برخط نبودن و اینکه قابلیت ۱۰۰ درصد دریافت اطلاعات توسط آنها ضمانت نمی‌شود، قابل استفاده در برخی از بخش‌های پالایشگاه نیست و عمدتاً برای مواردی که نظارت یا کنترل برخط ضروری نیست قابل استفاده‌اند. از طرفی با نصب کردن سنسورهای بیسیم در مکان‌های مختلف و افزایش تعداد آن‌ها، می‌توان میزان عدم اطمینان در برخی تصمیم‌گیری‌ها را کاهش داد و کمک کرد تا پالایشگاه با ظرفیت بیشتری فعالیت داشته باشد.

• اینترنت اشیا در خدمت برنامه‌ریزی تعمیرات

یکی دیگر از کاربردهای مهم اینترنت اشیا در صنایع نفت و گاز، پیش‌بینی تعمیرات ضروری است. در واقع می‌توان با دریافت اطلاعات از سنسورهای مختلف دما، فشار، لرزش، جریان و ... و تحلیل اطلاعات جمع‌آوری شده از تمام سنسورها، یک سامانه هوشمند برای تشخیص ناهنجاری‌ها و پیش‌بینی تعمیرات ارائه کرد. برای مثال شرکت Endress+Hauser Group با ارائه یک نرم افزار در این زمینه، به نگهداری بهتر تجهیزات و افزایش امنیت عملکرد بخش‌های مختلف کمک می‌کند.

با توجه به پتانسیل بسیار زیاد پروتکل‌های ارتباطی اینترنت اشیا برای تسهیل فرایند مانیتورینگ و قابلیت تحلیل اطلاعات حجیم حاصل از این شبکه‌ها توسط الگوریتم‌های هوش مصنوعی، شرکت‌های مختلف حوزه فناوری اطلاعات و ارتباطات، تمرکز ویژه‌ای بر این حوزه‌ها دارند. از طرفی با توجه به آورده بسیار مطلوب استفاده از این شبکه‌ها در صنایع مختلف نفت و گاز، اغلب شرکت‌های فعال در این حوزه، به دنبال افزایش بازدهی با استفاده از شبکه‌های نظارتی مبتنی بر اینترنت اشیا و تحلیل هوشمند اطلاعات حاصل از این شبکه‌ها است. بنابراین پیش‌بینی می‌شود در آینده نزدیک، در عمده بخش‌های صنایع مختلف نفت و گاز استفاده از تکنولوژی‌های مختلف اینترنت اشیا فراگیر شده و مورد استفاده قرار گیرد.

اینترنت اشیا (IoT) مفهومی جدید است که در زمانی اندک شرکت‌های بزرگ دنیا روی توسعه و هر چه کاربردی‌تر کردن تکنولوژی‌های متعدد موجود در این حوزه، سرمایه‌گذاری‌های کلانی انجام داده و به رشد آن سرعتی بی‌سابقه بخشیده‌اند. مفهوم اینترنت اشیا، اتصال دستگاه‌های مختلف به یکدیگر است. امروزه IoT در حوزه‌های مختلفی از صنعت وارد شده و باعث افزایش بازدهی این صنایع شده است. به تازگی IoT مورد توجه حوزه‌های مختلف صنایع نفت و گاز نیز قرار گرفته است. از مهمترین کاربردهای آن در این صنایع، مانیتورینگ بخش‌های مختلف و ردیابی تجهیزات است. برای مثال مانیتورینگ دکل‌های فراساحل و ارسال کمیت‌هایی مانند: دما، فشار، سرعت جریان آب و غیره می‌تواند یکی از کاربردهای مورد توجه در حوزه اینترنت اشیا باشد. با توجه به اینکه امکان پوشش دهی اغلب این دکل‌ها توسط شبکه‌های مخابراتی موجود و برای مثال شبکه‌های موبایل و ارتباطات سیار وجود ندارد و از طرفی استفاده از ارتباطات کابلی یا شبکه‌های ماهواره‌ای بسیار هزینه‌بر است. شبکه‌های اینترنت اشیا می‌توانند گزینه مناسبی در این حوزه باشند. در چند سال اخیر با پیشرفت تکنولوژی در حوزه شبکه‌های ارتباطی LPWAN، این شبکه‌ها به عنوان انتخابی مناسب و کم هزینه برای حوزه‌های کاربردی اینترنت اشیا مورد توجه قرار گرفته‌اند. این شبکه‌ها قابلیت ارسال داده‌های با نرخ کم و با هزینه بسیار کم و برای مسافت‌های طولانی را فراهم کرده‌اند. یکی از پروتکل‌های ارتباطی این حوزه، شبکه ارتباطی LORAWAN است. در کاربردهای مختلف اینترنت اشیا بسیار مورد توجه قرار گرفته است. این شبکه قابلیت مدیریت دریافت داده از سنسورها و ارسال فرمان‌های کنترلی را برای هزاران گره اینترنت اشیا و در فواصل چند کیلومتر با هزینه بسیار کمی فراهم می‌کند. به دلیل مصرف توان کم این شبکه، با یک باتری، قابلیت ارسال اطلاعات به صورت بیسیم از یک سنسور برای چندین سال وجود دارد.

• نگاه تکنولوژی به خدمات سرچاهی

یکی دیگر از بخش‌هایی که پتانسیل استفاده از اینترنت اشیا را دارد، خدمات سرچاهی است. با استفاده از پروتکل‌های ارتباطی بیسیم و ارسال اطلاعات سنسورهای مختلف می‌توان فرایند استخراج را با هزینه کمتر و بازده بیشتری مدیریت کرد. یکی از شرکت‌های فعال در این حوزه، شرکت WellAware است. این شرکت علاوه بر مانیتورینگ تجهیزات سرچاهی، با دریافت پیوسته اطلاعات سنسورها، اطلاعات آنها را توسط یک نرم افزار هوشمند تحلیل می‌کند. این نرم افزار خدماتی مانند اینکه آیا باید مواد شیمیایی یا بخار بیشتری به داخل چاه تزریق شود یا چه نوع فشار خلاء با توجه به شرایط، مطلوب است را به شرکت‌ها ارائه می‌کند. در واقع باید توجه کرد که استفاده از تکنولوژی اینترنت اشیا همراه با الگوریتم‌های هوش مصنوعی، می‌تواند باعث افزایش کارایی این سامانه‌ها شود. زیرساخت ارتباطی اینترنت اشیا بستری مناسب برای جمع‌آوری داده‌های سنسورهای مختلف و ارسال فرمان‌های کنترلی فراهم می‌کند. اما در صورتی که داده‌های حاصل از این ساختار در الگوریتم‌های هوش مصنوعی استفاده شود، می‌تواند باعث بهبود عملکرد سامانه و افزایش کارایی آن شود. اگرچه در صنایع نفت و گاز با توجه به حساسیت زیاد این صنایع از منظر ایمنی تجهیزات، در حال

سامانه کنترل مستقل ته چاهی تکنولوژی جدید در صنعت حفاری



پیام سلیمانی
دکترای مهندسی نفت



رشته به محل های تغییر مسیر حفاری می رسد در کمترین زمان و بدون کوچکترین توقف، رشته حفاری (شامل AASS یا RSS) با دستور پذیری از قسمت هوشمند، به صورت خودکار در مسیر جدید قرار می گیرد. در تمام طول مسیر سنسورهای شیب سنج سه محوره و مغناطیس سنج سه محوره، کوچکترین تغییری در مسیر را به قسمت هوشمند رشته انتقال می دهند. ضمن اینکه سرعت حفاری نیز مرتب توسط قسمت هوشمند ته چاهی اندازه گیری می شود تا برنامه از قبل مشخص شده با دقت لازم دنبال شود. در تمام طول مدت حفاری نیازی به ارتباط گیری با سطح و کنترل از سطح وجود ندارد، در نتیجه زمان حفاری کاهش محسوسی داشته، ضمن اینکه دقت مسیر حفاری شده و انطباق آن با برنامه از قبل مشخص شده به طور محسوسی افزایش یافته است.

نکته حائز اهمیت این است که مهندس حفار جهت دار هر زمان نیاز باشد می تواند داده ها را کنترل کند، بنابراین به جای صرف انرژی برای مسیریابی چاه، تمرکز بالایی در بهبود راندمان حفاری خواهد داشت. بهبود راندمان در حفر قسمت های قائم چاه، خمیدگی های سریع تر، قسمت های مایل با پیچ در پیچی کمتر و دقت بیشتر در آزیموت مسیر حاصل می شود.

به طور خلاصه شدت انحنا (Dogleg Severity-DLS) و جهت ابزار (Tool face-TF) در ته چاه به صورت لحظه ای محاسبه شده، انطباق های لحظه ای جهت در مسیر قرار گرفتن صورت پذیرفته، اصلاحات در هر زمان و هر مکان قابل انجام بوده، در نتیجه مسیریابی با دقت و سرعت بیشتری انجام گرفته و مسیر چاه هموارتر خواهد بود.

سامانه جدید حفاری مستقل که به تازگی به صنعت حفاری وارد شده است افق بسیار روشنی را در این حرفه باز کرده است. در این سامانه جدید، دیگر نیازی به کنترل حفاری و مسیر چاه از سطح نیست. در نتیجه سرعت و دقت حفاری به صورت چشمگیری افزایش پیدا کرده است.

در روش های سنتی حفاری جهت دار که با استفاده از موتورهای درون چاهی (Downhole motors) سامانه با هدایت شونده گی چرخان (Rotary Steerable Systems-RSS) و سامانه با هدایت شونده گی در مته (At-Bit Steerable System-ABSS) انجام می شوند کنترل چاه از طریق فرمان هایی که مکرر از سطح ارسال می شود صورت می پذیرد. این فرمان ها ابتدا از قسمت قائم چاه عبور کرده و سپس از قسمت خمیده به محل مته می رسند. بنابراین نیاز است تا بطور دائم مهندس حفار جهت دار در زمان های خاص نیروهای هدایت کننده، جهت ابزار (Tool face) و اندازه گیری ها را با ارتباط گیری با ته چاه (downlink) کنترل نماید. این ارتباط گیری و تغذیه داده ها از سطح به ته چاه و بالعکس زمان های کنترل نامگذاری می شوند که می توانند هر بار تا ۲۰ دقیقه به طول انجامند.

در روش جدید حفاری یا کنترل مستقل، زمان های کنترلی و ارتباط گیری سطح تا ته چاه حذف شده است. بدین صورت که در ابتدا و قبل از ورود رشته حفاری به درون چاه، برنامه پیش بینی مسیر چاه که از قبل شبیه سازی شده است در رشته ته چاهی هوشمند تغذیه شده و رشته درون چاه رانده می شود. زمانی که

بررسی حادثه آتش سوزی مخازن بانسفیلد انگلستان

ایمنی فرایند مهمترین دستاورد

ریشه یابی حوادث صنعتی



مهندس سید علی موسویون
رئیس HSE پتروشیمی بندر امام

آنچه در ادامه می خوانید نگاهی است به حادثه پایانه «بانسفیلد» انگلیس که در سال ۲۰۰۵ میلادی رخ داد. این حادثه که از بزرگترین و خسارت بارترین حوادث تاریخ صنایع فرایندی است از جمله حوادثی که توسط سازمان های ذیصلاح بررسی حوادث به خوبی ریشه یابی شده و در پس آن تغییرات اساسی در سیستم های ایمنی بویژه سیستم های ایمنی مخازن و نیز مدیریت شرایط اضطراری و اطفاء حریق رخ داد.

پایانه بانسفیلد و مخزن ۹۱۲

پایانه بانسفیلد مشتمل بر ۳۴ مخزن نگهداری فراورده های هیدروکربوری از جمله بنزین خودرو و بنزین هواپیما در سال ۱۹۶۸ در ۴۰ کیلومتری شمال غرب لندن تأسیس شد. این پایانه تأمین بخش اعظمی از فراورده های هیدروکربوری در جنوب و جنوب شرق انگلستان از جمله نیمی از مصرف روزانه ۲۱ میلیون لیتری فرودگاه «هیتسروی» لندن را بر عهده داشت. مخزن ۹۱۲ که حادثه بر روی آن بوقوع پیوست یکی از مخازن این پایانه و از مجموعه مخازن تحت مالکیت شرکت HOSL1 بوده که ظرفیتی بالغ بر ۶ میلیون لیتر (بنزین) داشت. این مخزن از نوع سقف شناور همراه با سقف ثابت بود.

شرح مختصر حادثه

ساعت ۵:۳۵ بامداد روز یکشنبه ۱۱ دسامبر ۲۰۰۵ ساعتی پس از شروع ارسال بنزین از طریق خط لوله به مخزن ۹۱۲، مخزن سرریز شده و پس از گذشت ۲۵ دقیقه، حدود ۳۰۰ تن بنزین از دریچه های تخلیه موجود در سقف مخزن به بیرون نشت کرد و ابر بخار تا شعاع ۲۵۰ متری در جهات مختلف پراکنده شد. کارکنان بهره برداری در ساعت ۶:۰۰ متوجه موضوع شده و سریعاً سیستم های اضطراری را به کار انداختند. از آنجا که ابر بخار محوطه پمپ های آب آتش نشانی را نیز در بر گرفته بود همزمان با راه اندازی این پمپ ها انفجار مهیب ابر بخار بوقوع پیوست. در اثر موج انفجار اولیه تعداد زیادی از ساختمان های اطراف پایانه ویران شدند. در ادامه هر ۲۴ مخزن موجود در پایانه «بانسفیلد» مشتعل شده و درنهایت به طور کامل تخریب شدند. با توجه به گستردگی ابعاد حادثه، عملیات اطفاء حریق ۵ روز به طول انجامید.

به رغم ارتقاء سطح دانش و تکنولوژی و پیشرفت های شگرف صورت گرفته در حیطه ایمنی فرایند، با توجه به ماهیت این صنایع، همچنان حوادث بزرگ حتی در کشورهای توسعه یافته بوقوع می پیوندد. اما آنچه حوادث رخ داده در کشورهای توسعه یافته را با حوادث دیگر کشورها از جمله کشور ما متمایز می کند. نه دلایل و ابعاد حوادث و حتی نحوه کنترل آنها، بلکه نوع نگرش و چگونگی ریشه یابی و درس آموزی از حوادث است. غالباً در ایران حوادث از جمله حوادث بوقوع پیوسته در ماه ها و روزهای اخیر به فوریت در فضای مجازی بازتاب گسترده ای می یابد، در یک فضای هیجانی مورد قضاوت و تحلیل های غیر کارشناسانه آن هم بر مبنای اطلاعات ناقص و بعضاً نادرست قرار می گیرد و در نهایت نیز پس از چندی تب تند به سردی می گراید و دلایل حادثه نیز به قصور یک یا چند شخص ختم می شود.

در مواردی که حادثه مورد بررسی کارشناسی قرار می گیرد نیز عمدتاً به دلایلی همچون عدم شکل گیری یک تیم منسجم متشکل از کارشناسان گروه های مختلف، پرداختن صرف به دلایل مستقیم و نه ریشه یابی، عدم به اشتراک گذاری درس آموخته های حوادث از طریق مراجع معتبر و تخصصی، اجرایی نشدن پیشنهادات و... این بررسی ها اثر بخشی لازم را ندارد. هر چند طی سال های اخیر بهبود نسبی در این زمینه حاصل شده است.

این در حالی است که در کشورهای توسعه یافته از حوادث بزرگ همواره به عنوان فرصتی برای درس آموزی و ارتقاء سیستم های ایمنی و روزرسانی استانداردها استفاده می شود و اساساً مهمترین دستاوردهای ایمنی فرایند، ناشی از ریشه یابی حوادث بزرگ توسط انجمن ها و گروه های کاملاً تخصصی و ملی و بین المللی بوده است. طرح موضوع ایمنی ذاتی پس از حادثه فاجعه بار «فلیکسبورو» انگلستان در سال ۱۹۷۴، تشکیل مرکز ایمنی فرایند انجمن مهندسان شیمی آمریکا (CCPS) با درس آموزی از حوادث فاجعه بار بوپال و پمکس مکزیکو در سال ۱۹۸۴، تدوین استاندارد مدیریت ایمنی فرایند بعد از دو حادثه سکوی نفتی «پایپر آلفا» انگلستان سال ۱۹۸۸ و «پاسادنا» در آمریکا سال ۱۹۸۹ و بروز رسانی آن تحت عنوان مدیریت ایمنی فرایند مبتنی بر ریسک، پس از حوادث پالایشگاه تگزاس و مخازن «بانسفیلد» انگلستان و همچنین انتشار و یاب ویرایش کدها و استانداردها و تدوین قوانین متعدد پس از حوادث، از نتایج چنین نگرش جامع و سیستماتیک به ریشه یابی و درس آموزی از حوادث است.

تصاویری از وضعیت
ساختمان‌های ویران
شده و مخازن پایانه
بانسفیلد پس از حادثه



نمایی از خسارت وارده به تجهیزات
شبکه آب آتش نشانی پایانه
ضمن اینکه آلودگی شدید هوا ناشی از
آتش سوزی موجب اختلال یک هفته‌ای
در پروازهای فرودگاه هیتسروی لندن
شد.



وضعیت فرودگاه هیتسروی لندن و اختلال
بوجود آمده ناشی از حادثه بانسفیلد



آلودگی هوا ناشی
از حادثه بانسفیلد

سیستم دیگر یک سطح سنج خودکار اتوماتیک (ATG) بود که کارکنان بهره‌برداری از طریق آن سطح مخزن را در اتاق کنترل پایش می‌کردند. این سیستم در فاصله زمانی بین تعمیرات اساسی مخزن در ۳۱ آگوست ۲۰۰۵ تا زمان بروز حادثه، ۱۴ بار دچار خرابی شده بود و هر بار به روشی تجربی اشکال رفع می‌شد بدون آنکه علت بروز ایراد مشخص شده و یا روش مدونی برای تعمیر آن وجود داشته باشد. همچنین اطلاعات مربوط به سطح تمامی مخازن بر روی یک صفحه نمایشگر نمایش داده می‌شد و به طور همزمان فقط امکان رویت میزان سطح یک مخزن بود در شب حادثه پنجره مربوط به سطح مخزن ۹۱۲ بر روی صفحه نمایشگر در پس چهار پنجره مربوط به دیگر مخازن قرار داشته و با توجه به وضعیت امکان مدیریت مناسب آلارم‌ها نیز فراهم نبود. ضمن آنکه هیچ امکان پشتیبان گیری (Back up) نیز از سیستم وجود نداشت و تنها نقطه اتکا کارکنان بهره‌برداری پایش آنلاین صفحه نمایشگر بود.

۲- نقص در ارتباطات و عدم هماهنگی مناسب در خصوص نحوه ارسال سوخت به پایانه: مخازن تحت مالکیت شرکت HOSL بوسیله خطوط لوله از سه شرکت سوخت دریافت می‌کرد. ارتباط و هماهنگی با هر یک از شرکت‌ها روال مشخص و یکسانی نداشت و نحوه ارتباط گیری با هر یک از سه شرکت جهت برقراری و قطع جریان و نیز میزان جریان ضمن یکسان نبودن، با ابهامات و تناقضات متعددی از جمله در حیطه اختیارات مسئولین فنی همراه بود. با توجه به اینکه مدیریت موجودی مخازن تابع عوامل خارجی متعددی بود. این موضوع موجب سردرگمی بهره‌برداران شده و در موارد متعددی مدیریت موجودی مخازن از کنترل آنها خارج شده بود. اندک زمانی قبل از وقوع انفجار بدون هماهنگی و اطلاع بهره‌برداران HOSL میزان جریان ارسالی به مخزن ۹۱۲ از ۵۵۰ متر مکعب در ساعت به ۹۰۰ متر مکعب در ساعت افزایش یافته بود. به‌رغم چنین شرایطی و امکان بروز خطای انسانی توسط کارکنان اتاق کنترل هیچ گونه ارزیابی ریسکی در این مورد انجام نشده بود.

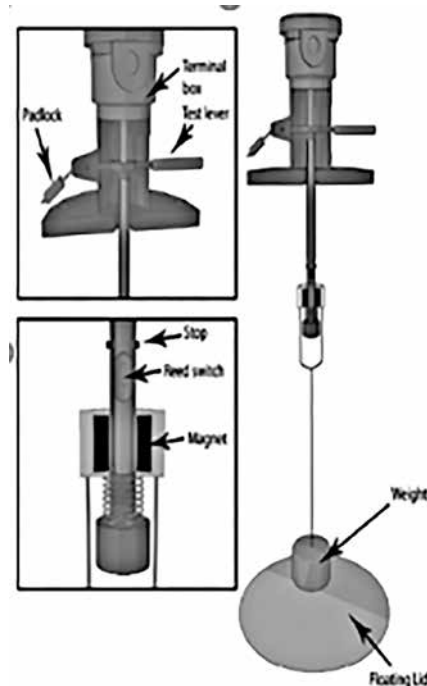
۳- افزایش فشار کاری بر روی کارکنان عملیاتی با توجه به گسترش فعالیت‌های پایانه از زمان احداث پایانه در دهه ۱۹۶۰ تا زمان وقوع در ۴ مرحله فعالیت‌های پایانه افزایش یافته بود. قابل توجه‌ترین آنها سال ۲۰۰۲ رخ داده بود. هنگامی که پایانه شرکت Shell در مجاورت این پایانه قرار داشت تعطیل شده و فعالیت‌های آن به HOSL منتقل شده بود. در پی این تغییرات، مواردی همچون افزایش ورود تانکرها و پیمانکاران متعدد، افزایش داد و ستد فرایندی، پیچیدگی ارتباطات و دیگر موارد موجب افزایش چشمگیر فشار کاری بر روی کارکنان عملیاتی شده بود. مدیریت پایانه متوجه این فشار مضاعف و غیر قابل تحمل نشده بود تا چاره‌ای برای آن بیاندیشد. در روزهای منتهی به حادثه، نوبتکاران بعضاً هفته‌ای ۸۴ ساعت کار می‌کردند و با توجه به شرایط کاری پایانه، برنامه‌ریزی مشخصی برای زمان استراحت آنها صورت نگرفته بود.

۴- ابهام در دستورالعمل‌های کنترل سطح مخازن و نقص در هدایت عملیات کنترل موجودی و سطح مخازن کلیدی‌ترین و حساس‌ترین وظیفه کارکنان عملیاتی یک پایانه است. علاوه بر مشکلات مربوط به سیستم‌های سطح سنج و عدم اطمینان کارکنان به آن سیستم‌ها، فقدان دستورالعمل‌های مدون در خصوص نحوه کنترل سطح مخازن و نیز عدم نظارت مؤثر مدیران عملیات موجب شده بود تا هر یک از هشت سوپروایزر پایانه براساس تفسیر شخصی خود از آلارم‌ها و به روشی جداگانه موجودی مخازن را کنترل کنند. در نتیجه تا قبل از حادثه بارها سطح موجودی مخازن به بالاتر از محدوده ایمن مشخص شده (High و High-High) رسیده بود، بدون آنکه این موارد ثبت شده و مورد بررسی قرار گیرد. همچنین زمان تبادل اطلاعات بین نوبتکاری‌ها نیز با توجه به حجم فعالیت‌ها کافی نبوده و در پانزده دقیقه در نظر گرفته شده، امکان تبادل تمامی اطلاعات مهم و ضروری فراهم نمی‌شد. ضمن آنکه در دفاتر نوبتکاری صرفاً آخرین وضعیت هر مخزن درج شده و رویدادهای بوجود پیوسته طی نوبتکاری ثبت نمی‌شد. این نواقص جدی در هدایت عملیات باعث شده بود تا یک فرهنگ ایمنی فرایند در آن مجموعه حاکم و نواقص و خطاها به مرور عادی انگاشته شود.

در این عملیات که ۱۸۰ آتش نشان در آن مشارکت داشتند ۵۵ میلیون لیتر آب و ۷۵۰ هزار لیتر فوم آتش نشانی مصرف شده و جهت تأمین آب از دیگر منابع، جمعا به طول ۳۰ کیلومتر لوله کشی انجام شد. مجموع خسارات وارده اعم از مستقیم و غیر مستقیم حدود ۸۵۰ میلیون پوند برآورد شد. با توجه به زمان وقوع حادثه خوشبختانه حادثه تلفات انسانی در پی نداشت.

دلایل بروز و گسترش حادثه:

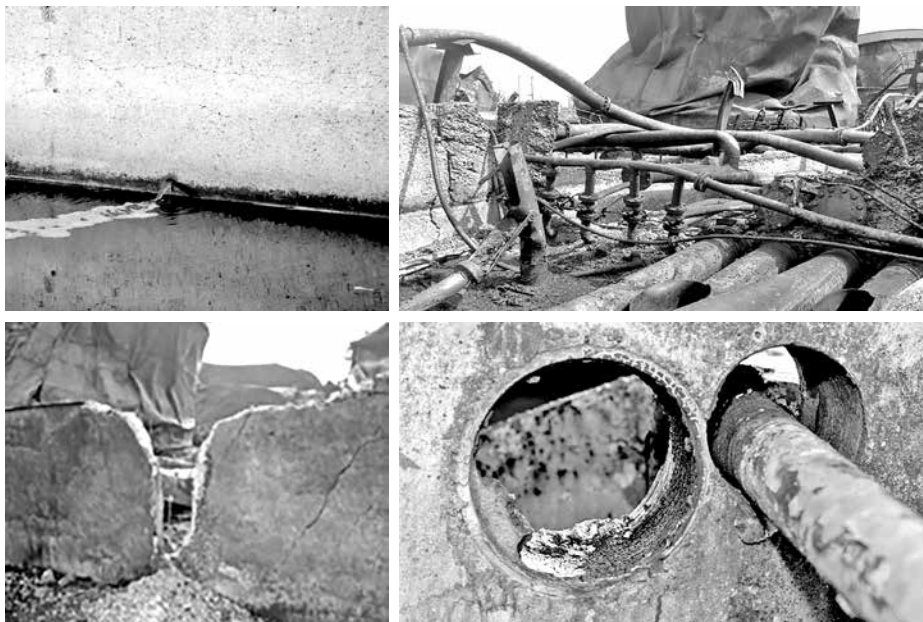
۱- عدم کارایی سیستم‌های سطح سنج مخزن: علت مستقیم سرریزی مخزن و بروز نشت اولیه عدم کارایی سیستم‌های سطح سنج مخزن بود. مخزن ۹۱۲ دو نوع سیستم کنترل سطح داشت که هر دو در زمان بروز حادثه فاقد کارایی بودند. یکی از این سیستم‌ها یک High-level سوئیچ مستقل (IHLS2) بود که به گونه‌ای طراحی شده بود تا در صورت رسیدن سطح سیال موجود در مخزن به یک میزان مشخص شده به طور خودکار عملیات دریافت را متوقف کند. طراحی و ساخت این سیستم که در جولای سال ۲۰۰۴ نصب شده بود توسط یک شرکت مهندسی صورت گرفته و نصب و نگهداشت آن برعهده پیمانکار سایت شرکت HOSL بود. بررسی‌های پس از حادثه نشان داد از آنجا که اطلاعات و مستندات کامل این سیستم از سوی سازنده ارائه نشده و گروه نصب و نگهداشت نیز آموزش کافی ندیده بودند، این سیستم به دلیل نصب نامناسب از همان ابتدا فاقد کارایی بوده و به‌رغم چند آزمون دوره‌ای پس از نصب، گروه تعمیر و نگهداشت متوجه این موضوع نشده بودند.



عدم نصب قفل (Padlock) مشخص شده در تصویر موجب عدم کارایی سیستم کنترلی IHLS شده بود

۵-نواقص حصار مخازن (Bund Wall)

حصار مخازن پایانه چه به لحاظ طراحی و چه به لحاظ نگهداشت دارای نواقص متعددی بود. استفاده از درزگیرهای غیر فلزی، عبور لوله‌ها از دیواره حصار برخی مخازن، وجود نقص و ترک در برخی دیواره‌ها، عدم مقاومت مواد ساخت دیواره‌ها در برابر حریق، زه کشی نامناسب و برخی مشکلات دیگر باعث گسترش محدوده حادثه و قرار گرفتن تعداد زیادی از مخازن در برابر حریق و نیز سرریز شدن سیستم تخلیه پساب پایانه شد. حصار مخزن ۱۲ که بزرگترین مخزن پایانه بود در سال ۲۰۰۲ براساس استانداردهای مربوط به مخازن آب طراحی شده بود و در زمان حادثه و اندک زمانی پس از قرار گرفتن در معرض حریق دچار آسیب جدی شد. تعدادی دیگر از حصارها نیز در اثر انسبایط حرارتی لوله‌های در معرض آتش قرار گرفته، فرو ریختند. علاوه بر نقص در طراحی و ساخت حصار مخازن، حصار مخازن به‌رغم بسیار در برنامه بازرسی و نگهداشت پایانه قرار نداشتند.



تصاویری از نواقص حصار مخازن در پایانه بانسفیلد پس از حادثه

۶-طراحی نامناسب سیستم تخلیه پساب:

مهمترین دلایل گسترش ابعاد حادثه و افزایش خسارات ناشی از آن بود. به‌رغم وجود ۲۴ مخزن بزرگ نگهداشت مواد قابل اشتعال، هیچ گونه طرح پیش از رویدادی (PIP) بر اساس سناریوهای محتمل و اثرات دومینویی تدوین نشده نبود و پیش‌بینی‌های لازم چه به لحاظ سخت افزاری و چه نرم افزاری صورت نگرفته بود و در ارزیابی ریسک‌های صورت گرفته فقط آتش سوزی بر روی یک مخزن پیش‌بینی شده بود. عدم دستورالعمل‌های مدون در خصوص نحوه ارتباطات به هنگام وقوع شرایط اضطراری در پایانه، چالش‌های جدی ایجاد کرد. عدم ارزیابی پیامد حوادث احتمالی باعث شده بود تا تراکم ساختمان‌ها و خودروها در پیرامون پایانه کم خطر و عادی انگاشته شود. همچنین پایین بودن ظرفیت حوضچه مربوط به ذخیره سازی آب آتش نشانی یکی دیگر از چالش‌های عمده بود. این حوضچه کمتر از دو درصد آب مورد نیاز برای اطفاء حریق را تأمین کرد و تیم‌های آتش نشانی برای تأمین آب از دیگر منابع در فاصله ۲ کیلومتری از پایانه جمعاً ۳۰ کیلومتر هوز کشی کردند. آب مورد نیاز برای انجام اولین عملیات تهاجمی تیم اطفاء پس از ۲۵ ساعت از شروع حادثه تأمین شد. عدم توجه به جنبه‌های زیست محیطی حوادث از دیگر نقص‌های سیستم مدیریت شرایط اضطراری پایانه بود.

نواقص متعددی همچون پایین بودن ظرفیت استخر مربوط به تأمین آب آتش نشانی و سیستم تخلیه پساب، عدم زه‌کشی مناسب و فقدان حصار مناسب و فراهم نبودن امکان جلوگیری از خروج روان آب‌ها به بیرون از پایانه موجب پیامدهای جدی زیست محیطی برای محیط پیرامون پایانه در اثر سرریز شدن سوخت، آب، فوم آتش نشانی و بروز چالش‌های متعدد برای عملیات اطفاء حریق شد.

۷-عدم شناسایی دقیق تجهیزات کلیدی مؤثر برایمینی فرایند:

شناسایی دقیق تجهیزات کلیدی مؤثر بر ایمنی فرایند گام نخست و اساسی در استقرار یک سیستم مدیریت دارایی‌های فیزیکی مؤثر در راستای پیشگیری از بروز و یا گسترش دامنه حوادث است. در پایانه این گونه تجهیزات به طور مشخص شناسایی نشده بود و مهمترین دلیل ریشه‌ای عدم کارایی لایه‌های فعال (Active) ایمنی (سیستم کنترل سطح مخازن) و نیز لایه‌های منفعل (Passive) ایمنی (حصار مخازن) نیز نادیده انگاشتن این مورد مهم و حیاتی بود.

۸-نقص در سیستم مدیریت شرایط اضطراری:

عدم آمادگی پایانه بانسفیلد برای مقابله با چنین شرایطی یکی از



تصویری از نحوه هوز کشی و تأمین آب از منابع خارج از پایانه بانسفیلد

۹- نقص در سیستم مدیریت تغییر :

هیچ یک از تغییرات فنی و سازمانی انجام شده از جمله نصب سیستم جدید کنترلی و مراحل چهارگانه گسترش فعالیت‌های پایانه، در چرخه مدیریت تغییر مورد بررسی دقیق قرار نگرفته و ریسک‌های مرتبط با آنها شناسایی نشده بود. عدم بروز رسانی مستندات، افزایش فشار کار بر روی کارکنان عملیاتی و عدم آگاهی افراد ذی‌ربط با تغییر از جزئیات موضوع، از پیامدهای نقص در سیستم مدیریت تغییر بود.

۱۰- برخی دیگر از مشکلات سیستم مدیریت ایمنی در پایانه :

عدم اثر بخشی ممیزی‌ها، عدم ارزیابی مناسب پیمانکاران، تمرکز صرف بر ایمنی فردی و عدم توجه به ایمنی فرایند و نیز عدم بررسی دلایل بروز حوادث و شبه حوادث پیشین از دیگر مشکلات سیستم مدیریت ایمنی در پایانه بانسفیلد بود. با توجه به نگهداری میزان بسیار زیاد مواد قابل اشتعال در این پایانه، بر اساس قوانین کشور انگلیس تحت مقررات COMAH (Control of Major Hazards)، این پایانه سالانه مورد ارزیابی و بازرسی قرار می‌گرفت. ضمن آنکه دوبار در سال نیز موظف به ارائه گزارش‌هایی در خصوص وضعیت ایمنی بود. اما گزارش‌های بازرسی COMAH صرفاً بایگانی شده و پیگیری و اقدام اصلاحی لازم نیز صورت نمی‌گرفت.

یکی از مهمترین عدم انطباق‌هایی که مورد غفلت قرار گرفته بود عدم نصب گازسنج در اطراف مخازن بود. گزارش‌های ارسالی به COMAH توسط یک مشاور به جای کارکنان پایانه تهیه می‌شد و نه فقط کارکنان در تهیه آنها نقشی نداشتند بلکه از جزئیات گزارشات نیز بی اطلاع بودند.

در ارزیابی پیمانکاران نیز صرفاً جنبه‌های ایمنی فردی مورد توجه قرار می‌گرفت و مواردی همچون صلاحیت فنی نفرات، مدیریت تغییر و پیروی از استانداردها و دستورالعمل‌های مدون در برنامه‌های ارزیابی پیمانکاران جایی نداشت. همچنین هیچ گونه سوابقی مبنی بر ریشه‌یابی حوادث و شبه حوادث پیشین از جمله افزایش چند باره سطح مخازن خارج از محدوده ایمن تعریف شده وجود نداشت.

درس آموخته‌های حادثه بانسفیلد انگلستان

• توجه جدی به مدیریت تغییر و لحاظ جنبه‌های مختلف در انتقال تکنولوژی بویژه در پشتیبانی و نگهداشت

• توجه جدی به حصول اطمینان از کارایی لایه‌های دفاعی مخازن اعم از فعال (به طور مثال سطح سنج‌ها) و منفعل (به طور مثال حصار مخازن) غالباً وضعیت

لایه‌های دفاعی منفعل همچون حصار مخازن و پوشش‌های ضد حریق در برنامه‌های نگهداشت و بازرسی مورد غفلت قرار می‌گیرد. سلامت حصار مخازن در دو حادثه مخزن پتروشیمی بوعلی سینا در سال ۱۳۹۵ و مخازن پالایشگاه تهران در سال جاری از مهمترین علل عدم گسترش ابعاد حادثه بود.

• توجه جدی به مدیریت خستگی و انجام اقدامات مدیریتی لازم برای کاهش فشار کاری پرسنل در راستای سلامت کارکنان و کاهش زمینه‌های بروز خطای انسانی پس از دو حادثه پالایشگاه تگزاس و پایانه بانسفیلد استاندارد API755 در این خصوص تدوین شد.

• نظارت دقیق مدیران فنی بر عملکرد کارکنان عملیاتی و ارتقاء سطح نظم عملکردی در واحدهای فرایندی از طریق توجه به مسائلی همچون رویدادنکاری دقیق در دفاتر نوبتکاری، تبادل کامل اطلاعات در زمان‌های تعویض نوبتکاری، عادی انگاشته نشدن موارد انجام عملیات خارج از محدوده ایمن تعریف شده و ثبت بررسی دقیق این اینگونه موارد است.

• انجام به موقع بازرسی‌ها و تعمیرات اساسی مخازن با توجه به پیامدهای بعضاً غیر قابل جبران حوادث مخازن

• تدوین دستورالعمل مدون و شفاف داد و ستد فرایندی در مجتمع‌ها و یا واحدهای تولیدی که ارتباطات فرایندی متعدد با دیگر واحدها و مجتمع‌ها دارند بویژه در پایانه‌ها و مخازن

• تدوین طرح‌های پیش از رویداد (PIP) بر اساس Worst-case سناریوها با لحاظ اثرات دومینویی ایجاد آمادگی و زیر ساخت‌های لازم برای پیشگیری و یا کاهش پیامدها متناسب با این سناریوها و نیز انجام دوره‌ای منظم و اثر بخش

• پایش دقیق وضعیت ایمنی فرایند با تعیین شاخص‌های Leading و Lagging مناسب و انجام ممیزی‌های اثر بخش

• ریشه‌یابی و درس آموزی از حوادث و عدم نگرش مقصریابی به هنگام بروز حوادث و تفاوت قائل شدن میان خطا و تخطی (بر اساس رویکرد نوین به موضوع خطای انسانی هیچ گونه خطای فردی قابل سرزنش و تنبیه نیست و می‌بایست تمرکز بر روی حذف زمینه‌های بروز خطا قرار گیرد)

• وضع قوانین شفاف و مقررات سخت گیرانه و اعمال جرایم برای شرکت‌هایی که با عدم رعایت مقررات و دستورالعمل‌های ایمنی موجبات وارد آمدن آسیب به انسان و محیط زیست را فراهم می‌کنند. در حادثه پایانه بانسفیلد بر اساس حکم دادگاه‌های ذی صلاح که منطبق با قوانین ملی انگلیس بود. پنج شرکت که هر یک به نوعی در بروز حادثه نقش داشتند از جمله شرکت سازنده سیستم کنترلی جمعاً به میزان ۴۰۸ هزار پوند جریمه شدند.

تزریق پسا کاه (DRA) در خطوط لوله انتقال نفت



محمد نیازی
سرپرست بخش سطح الارضی میدان نفتی آذر

افت فشار خط لوله اندازه‌گیری / محاسبه می‌شود. آنگاه با استفاده از رابطه ۱ می‌توان درصد کاهش پسا در خط لوله را در یک دبی مشخص محاسبه کرد [۱]:

$$\%DR = \frac{\Delta P_{Without\ DRA} - \Delta P_{With\ DRA}}{\Delta P_{Without\ DRA}} * 100 - 1$$

درصد کاهش پسا از طریق رابطه زیر به درصد افزایش ظرفیت خط لوله مرتبط می‌شود [۱]:

$$\%TI = \left[\left(\frac{1}{1 - \frac{\%DR}{100}} \right)^{0.55} - 1 \right] * 100 - 2$$

• اهمیت و ضرورت موضوع

از آنجایی که عمده‌ترین روش انتقال سیالات نفتی در کشور استفاده از خط لوله است، لذا کاهش مقاومت پسابی خط لوله که منجر به کاهش افت فشار جریان سیال می‌شود، می‌تواند باعث کاهش مصرف انرژی لازم برای عبور این سیالات در خط لوله و در نتیجه کاهش هزینه‌های عملیاتی و تعمیراتی مربوطه شود. از طرفی، با توجه به فرسودگی بخش عمده‌ای از خطوط لوله از جمله خطوط لوله جریانی و صادراتی که نفت تولیدی از چاه‌ها را به مراکز تفکیک و نفت فرآورش شده را به پایانه‌های صادراتی و یا به پالایشگاه‌های کشور منتقل می‌کنند، حداکثر فشار عملیاتی مجاز آن‌ها کاهش پیدا کرده است و این کاهش فشار عملیاتی منجر به کاهش ظرفیت انتقال آن‌ها می‌شود. لذا، تزریق ماده پسا کاه منجر به کاهش افت فشار شده و کاهش ظرفیت خط لوله‌ها که به دلیل محدودیت حداکثر فشار عملیاتی مجاز حادث شده را تا حدود زیادی جبران می‌کند.

مضافاً، تولید از یک مخزن نفتی در گذر زمان ثابت نیست و به مرور زمان کاهش می‌یابد، زیرا با گذشت زمان و تولید بیشتر از مخزن، فشار آن کاهش می‌یابد. با کاهش انرژی و پتانسیل تولید مخزن، طبیعتاً توان تولید چاه‌ها نیز کاهش می‌یابد. در شکل ۱ به عنوان نمونه، نمودار نرخ تولید یک میدان نفتی در طی ۳۰ سال از عمر آن بصورت تقریبی رسم شده است. همانگونه که ملاحظه می‌شود، چاه در ابتدا توان تولید بالایی دارد و اصولاً باید خط لوله جریانی آن را بر این اساس و متناسب با ظرفیت و توان تولید آن طراحی و احداث کرد تا کل نفت تولیدی از آن را بتوان منتقل کرد. از آنجایی که با گذشت زمان، تولید از میدان و در نتیجه تولید چاه‌ها افت می‌کند، لذا بخش عمده‌ای از ظرفیت خط لوله بدون استفاده باقی می‌ماند. در چنین حالتی می‌توان از ماده پلیمری پسا کاه استفاده کرد و خط لوله‌ی کوچک‌تری را مطابق کارایی و عملکرد پسا کاه، در یک نقطه بهینه (بعنوان مثال مطابق میزان تولید سال پنجم) طراحی کرد و جهت امکان عبور سیال از خط لوله در ابتدای تولید

اصطکاک بیشتر در جریان متلاطم نسبت به جریان آرام، منجر به انرژی مورد نیاز بیشتر جهت پمپاژ سیال و لذا افزایش هزینه‌های انتقال می‌شود. ضمن آنکه، در بسیاری از خطوط لوله قدیمی به دلیل فرسودگی و خوردگی، بیشترین فشار مجاز عملیاتی آنها و متناسب ظرفیت انتقال خط لوله کاهش یافته است و در نتیجه، افزایش انرژی پمپاژ خط لوله حتی در سطح طراحی اولیه نیز با محدودیت روبرو است و صرف‌نظر از افزایش هزینه‌ها، عملاً امکان پیاده‌سازی ندارد. بنابراین، کاهش پسا در جریان متلاطم سیال در خط لوله از اهمیت بسزایی برخوردار است و معمولاً از طریق افزودن موادی مانند فیبرها، مواد فعال سطحی و پلیمرها موسوم به پسا کاه (Drag Reduction Agent) صورت می‌گیرد. از بین آنها مواد پلیمری به دلیل حجم کمتر مورد نیاز جهت کاهش پسا از ارجحیت بیشتری برخوردار هستند. مواد پلیمری به دو دسته صلب و انعطاف‌پذیر تقسیم‌بندی می‌شوند که پلیمرهای طبیعی عمدتاً در دسته صلب قرار می‌گیرند. کاهش پسابی پلیمرهای صلب نسبت به پلیمرهای انعطاف‌پذیر، کمتر و میزان مورد نیاز مصرف آنها نیز بیشتر است، اما مزیت اصلی آنها تخریب مکانیکی کمتر زنجیره پلیمر هنگام قرارگیری طولانی مدت در معرض تنش‌های جریان متلاطم است. پلیمرهای انعطاف‌پذیر عمدتاً مواد سنتز شده فوق سنگین با جرم مولکولی افزون بر ۱۰۶ است که تزریق مقدار بسیار ناچیزی از آنها (در حد قدم حجمی) به خطوط لوله حاوی جریان متلاطم، منجر به کاهش چشمگیر تنش‌های جریان و لذا کاهش پسا و افت فشار شده و بدون اینکه نیاز به ایجاد تغییرات ساختاری خاصی در خط لوله و متعلقات آن باشد، ظرفیت خط لوله افزایش یافته و دبی بیشتری از سیال منتقل می‌شود. بعلاوه، در حالت کلی‌تر، با تزریق پسا کاه می‌توان افت فشار ناشی از اصطکاک را کاهش داد و به این ترتیب انرژی لازم برای انتقال سیال کاهش یافته و در بسیاری از موارد منجر به از سرویس خارج نمودن تعدادی از پمپ‌های عملیاتی و در نتیجه کاهش هزینه‌های بهره‌برداری و عملیاتی مرتبط می‌شود. بر این اساس، تزریق پسا کاه و کاهش پسابی جریان متلاطم، یکی از موضوع‌های مهم و قابل توجه در خصوص افزایش تولید و انتقال سیالات از جمله نفت خام و فرآورده‌های نفتی در خط لوله‌ها و همچنین کاهش انرژی مورد نیاز برای پمپاژ آنها و در نتیجه، کاهش هزینه‌های عملیاتی / بهره‌برداری و صرفه جویی در مصرف انرژی برق است. بنابراین، تزریق ماده پسا کاه راهکاری است که علاوه بر دارا بودن صرفه و صلاح اقتصادی در خصوص حفظ و یا تأمین انرژی مورد نیاز جهت افزایش ظرفیت خطوط لوله، امکان پیاده‌سازی و اجرا را نیز دارا است.

نحوه محاسبه کاهش پسا (DR) در خط لوله در یک دبی ثابت به این صورت است که ابتدا افت فشار خط لوله (PA) قبل از تزریق پسا کاه اندازه‌گیری و یا محاسبه می‌شود و سپس با تزریق مقدار مشخصی از ماده پسا کاه (در حد vppm) مجدداً

معرفی پسا

کاهش دهنده‌های پسا موادی هستند که با تأثیر بر گردابه‌های جریان متلاطم، منجر به سرکوب آنها و کاهش تلاطم جریان و در نتیجه آرام‌سازی جریان سیال می‌شود. برای اولین بار بلاچ ۱ در سال ۱۹۰۶ در پژوهشی تحت عنوان «فیلتراسیون آب در واشنگتن» به کاهش افت فشار آب در حضور برخی مواد اشاره داشت [۳]، اما تا سال‌ها بعد بجز در چند مورد که در زمینه سوسپانسیون فیبر ساقه چوب به آب، بررسی‌هایی انجام شد، این موضوع مورد توجه قرار نگرفت. تا آنکه در حدود سال ۱۹۴۸ تامرز [۴] در مطالعات خود به تأثیر افزودن برخی مواد بر کاهش اصطکاک پوسته‌ای و در نتیجه کاهش افت فشار در جریان‌های متلاطم پی برد. ابتدا این اثر به نام پدیده تامز نامیده شد و بعدها به نام پسا موسوم گردید. در جدول ۱ به برخی از معروف‌ترین پساهاهای پلیمری اشاره شده است.

جدول ۱: معروف‌ترین پلیمرهایی که بعنوان پساها مورد استفاده قرار گرفته‌اند.

Hydrocarbon-soluble polymers	Water-soluble polymers
Polymethylmethacrylate (PMMA)	Polyethylene oxide (PEO)
Polyisobutylene (PIB)	Polyacrylamide (PAM)
Polydimethylsiloxane (PDMS)	Guar gum (GGM)
Polystyrene (PS)	Xanthan gum (XG)
Polycisoprene (PCIP)	Carboxymethyl cellulose (CMC)

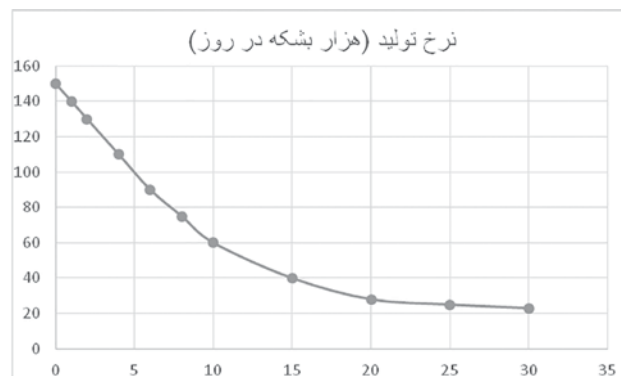
مهمترین خصوصیات مواد کاهش دهنده پسا عبارتند از: جرم مولکولی بالا ($M > 10^6 \frac{kg}{kg.mol}$)، مقاوم در برابر تنش برش مکانیکی، انحلال‌پذیری بالا و سریع در سیال، مقاوم در برابر گرما، نور، عوامل شیمیایی و زیستی، عدم پوشش سطح داخلی خطوط لوله انتقال و عدم تغییر در ویژگی‌های سیال انتقال دهنده.

مکانیسم عملکرد پساها

بر خلاف تحقیقات گسترده انجام شده در خصوص بهبود عملکرد انواع مواد پساها، مکانیسم عملکرد آنها تاکنون چندان شناخته شده نیست. این مشکل عمدتاً ناشی از عدم شناخت و درک درست از رابطه بین تلاطم جریان و دینامیک پساها است. چندین تئوری و مکانیسم گوناگون تاکنون برای پدیده کاهش پسا پیشنهاد شده است لیکن، تمامی این موارد نیمه علمی و یا فرضی بوده و در معرض انتقاداتی قرار دارند.

یکی از این مکانیسم‌ها توسط «لاملی» [۳] ارائه شده است. این مکانیسم از دیدگاه خود لاملی یک مکانیسم ساده و در عین حال دقیق بود. لاملی بیان کرد که در تنش‌های برشی نسبتاً بالای دیواره، نرخ کرنش نوسانی باعث می‌شود که ملکول‌های پلیمر منبسط شوند و ویسکوزیته مؤثر افزایش یابد که این میزان انبساط به غلظت آنها بستگی دارد. همچنین افزایش ویسکوزیته مؤثر منجر به کاهش شدت و از بین رفتن گردابه‌های کوچک که عمدتاً در لایه بافر قرار دارند، می‌شود. اما ویسکوزیته زیرلایه ویسکوز که در آنجا انبساط مولکولی وجود ندارد را تغییر نمی‌دهد. کاهش شدت گردابه‌های کوچک منجر به ضخیم شدن زیرلایه ویسکوز و منبسط شدن گردابه‌های بزرگ می‌شود. گردابه‌های بزرگ منبسط شده، سرعت نوسانی جریان را بویژه در لایه بافر زیاد می‌کنند و در رژیم ماکزیمم

(پنج سال اول) که فراتر از ظرفیت خط لوله است، نسبت به تزریق پساها اقدام کرد.



شکل ۱: نمودار نرخ تولید یک میدان نفتی برحسب زمان (سال)

تأثیر پساها بر تلاطم جریان

عوامل اصلی تلفات انرژی در جریان‌های داخلی، تنش برشی است و رابطه تنش برشی جریان متلاطم به صورت معادله ۳ بیان می‌شود [۲].

$$\tau = \tau_{lam} + \tau_{turb} = \mu \frac{\partial u}{\partial y} - \rho \overline{uv} \quad (3)$$

بنابراین تنش کلی جریان برابر با مجموع تنش آرام (τ_{lam}) و تنش رینولدز (τ_{turb}) جریان متلاطم است. با تغییر هر یک از پارامترهای یاد شده، اعم از گرانی μ ، تغییرات سرعت متوسط زمانی $u/\partial y$ ، تنش متوسط رینولدز ($\overline{uv}$) و حتی دانسیته ρ ، توزیع تنش‌های جریان متلاطم دستخوش تغییر می‌شود. نقش ماده پلیمری پساها، کاهش تنش رینولدز است که مهم‌ترین عامل ایجاد تلفات و اصطکاک و لذا افت فشار در خط لوله است. از طرفی، در اثر افزودن پساها، به علت افزایش ویسکوزیته سیال، نیروهای ویسکوز تقویت می‌شوند و مطابق رابطه ۴ منجر به افزایش تنش برشی شده و لذا، اثر منفی بر روی توزیع تنش‌های جریان متلاطم خواهد داشت. هرچند که پساها سبب اعمال تنش اضافی با نام تنش پلیمری τ_p خواهد شد اما در عین حال به دلیل ساختار خاصی که دارد سبب تضعیف گردابه‌های جریان متلاطم شده و باعث کاهش قابل توجه سهم تنش رینولدز (τ_{turb}) در جریان خواهد شد. در نتیجه تقابل سهم افزایشی پلیمر بر روی تنش آرام (τ_{lam}) و تنش پلیمری (τ_p)، در برابر توزیع دوباره تنش رینولدز (τ_{turb}) در جریان رقیق پلیمری، سبب تعریف و توجیه کارایی پساها به عنوان یک عامل کاهش دهنده پسا می‌شود. در رابطه ۴ زیرنویس p نشان دهنده محلول رقیق پلیمری است:

$$\tau = \tau_{lam} + \tau_{turb} + \tau_p = \mu \frac{\partial u}{\partial y} - \rho \overline{uv} + \tau_p \quad (4)$$

کاهش تنش رینولدز به طور مستقیم با حاصلضرب نوسانات محوری u و شعاعی v جریان مرتبط است. در اثر تزریق پساها نوسانات مؤلفه شعاعی سرعت به میزان قابل توجهی کاهش یافته، در عوض نوسانات مؤلفه محوری سرعت، اندکی افزایش یافته و در کل حاصلضرب آنها که شاخص تنش رینولدز است بطور چشمگیری کاهش می‌یابد.

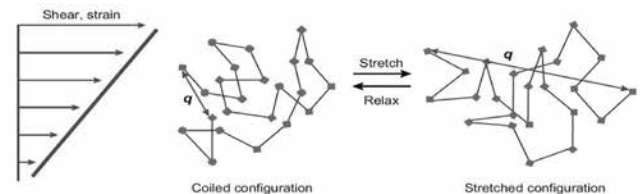
کاهش تنش رینولدز به طور مستقیم با حاصلضرب نوسانات محوری u و شعاعی v جریان مرتبط است. در اثر تزریق پساها نوسانات مؤلفه شعاعی سرعت به میزان قابل توجهی کاهش یافته، در عوض نوسانات مؤلفه محوری سرعت، اندکی افزایش یافته و در کل حاصلضرب آنها که شاخص تنش رینولدز است بطور چشمگیری کاهش می‌یابد.

1. Blatch
2. Toms
3. Lumley

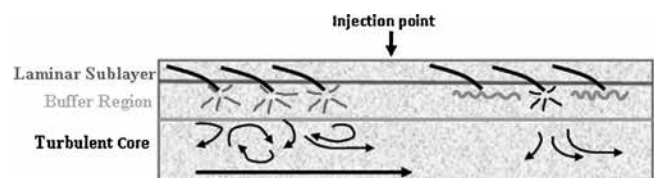
کاهش اصطکاک، اصولاً گردابه‌های بزرگ باقی می‌مانند.

مطابق مکانیسم لاملی، طول شدن مولکول‌های پلیمر منجر به افزایش ویسکوزیته محلی شده و از طرفی باعث ضخیم شدن زیرلایه ویسکوز می‌شود و با کاهش شیب سرعت، تنش را کاهش می‌دهد. مطابق فرضیه «لاملی»، محلول پلیمری با توجه به طول شدن مولکول‌های آن، در ناحیه‌ی متلاطم جریان بعنوان یک محلول با ویسکوزیته بالا رفتار می‌کند و در ناحیه آرام جریان، ویسکوزیته مقدار مشخصی باقی می‌ماند.

دین ۴ [۶] مکانیسم ارائه شده توسط لاملی را تکمیل کرد، به نحوی که این تئوری تا به امروز بعنوان جامع‌ترین تئوری مطرح شده در مورد عملکرد مواد کاهش دهنده پسا مورد استفاده قرار گرفته است. در این تئوری، تأثیر ویسکوزیته بی‌اهمیت پنداشته شده و حتی بین ویسکوزیته حلال و محلول تمایزی قائل نشده است. ایده اصلی تأثیر پلیمر در مقیاس‌های کوچک بجای ویسکوزیته با مدول الاستیک توصیف شده است. از نظر وی محلول‌های پلیمری حتی در حالت رقیق می‌توانند بعنوان سیال ویسکوالاستیک در نظر گرفته شوند. بر این اساس، مطابق شکل ۲، قابلیت ارتجاعی پلیمرها موجب می‌شود که امواج برشی از بوجود آمدن نوسانات متلاطم سرعت جلوگیری کرده و ضمن سرکوب گردابه‌های کوچک، منجر به کاهش پسا می‌گردد. موضوع اخیر در شکل ۳ نشان داده شده است. دین معتقد بود که رفتار پلیمرها با فرکانس بالا توسط مدول الاستیک قابل توصیف بوده و کاهش نوسانات سرعت متلاطم و به عبارتی کاهش انرژی گردابه‌ها، در این فرکانس‌ها منجر به پدیده کاهش پسا می‌شود.



شکل ۲: تئوری دین.



شکل ۳: جلوگیری از تشکیل و انتشار گردابه‌های متلاطم توسط پساکاه.

مولکول‌های پلیمر تزریق شده در خط لوله، از برخورد جریان‌های گردابه‌ای با یکدیگر که در اثر برخورد جریان‌های پراکنده مواد سیال درون لوله‌ها ایجاد می‌شوند، جلوگیری می‌کند. این برخوردها ناشی از حرکت‌های تصادفی و بی‌نظم گردابه‌ها است و برهم کنش جریان‌های گردابه‌ای منجر به ایجاد مقاومت پسایی شده که این مقاومت، مانعی در راه حرکت جریان است و برای غلبه بر این مقاومت، مقدار زیادی از توان پمپ مصرف می‌شود. با تزریق مقدار اندکی از پساکاه به خط لوله، این ماده پلیمری که زنجیره مولکولی بلندی دارد، در مایع جاری در لوله حل شده و بین گردابه‌های جریان قرار می‌گیرد، سپس از طریق جذب انرژی گردابه‌ها منجر به کاهش تشکیل گردابه‌ها و در نتیجه کاهش انتقال انرژی ناحیه متلاطم جریان به دیواره لوله و سیال اطراف آن شده و قادر می‌شود افت فشار پسایی جریان درون خط لوله را به میزان قابل توجهی کاهش دهد و منجر به افزایش سرعت

De Gennes .4

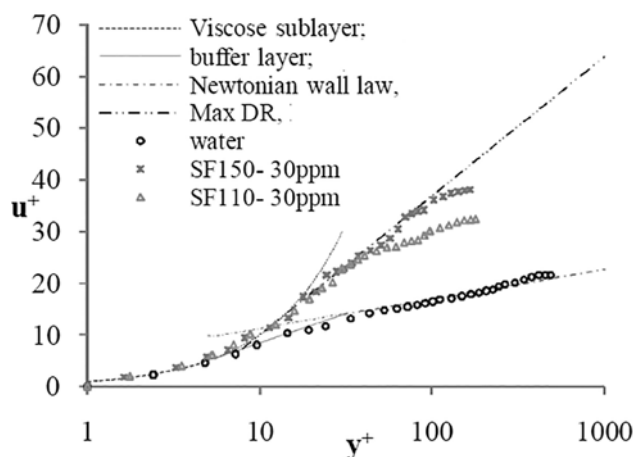
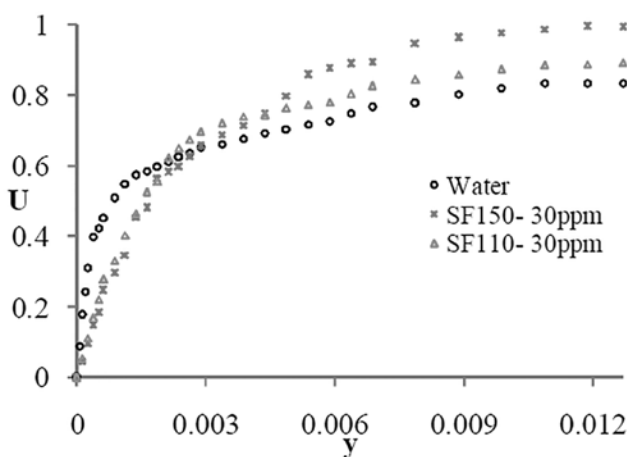
متوسط سیال و در نتیجه افزایش دبی عبوری از خط لوله شود.

”

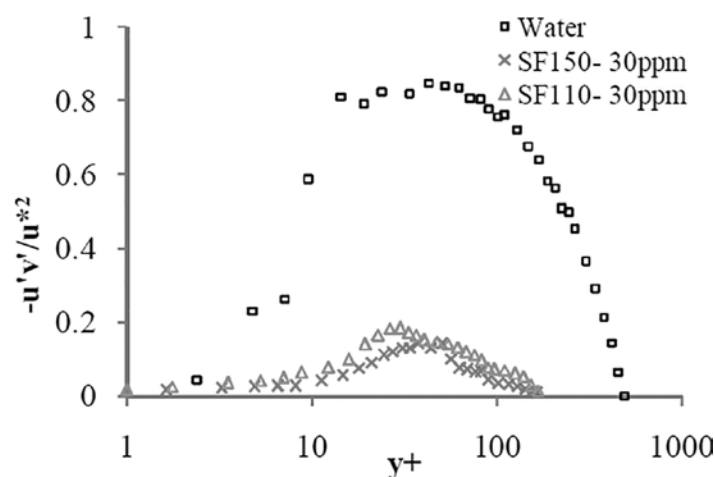
تأثیر پساکاه بر پروفایل‌های سرعت در جریان درهم

تزریق پساکاه به جریان متلاطم منجر به افزایش ضخامت لایه بافر و افزایش شیب پروفایل سرعت می‌شود. این موضوع بیانگر آن است که تزریق پساکاه به جریان متلاطم باعث می‌شود انتقال از جریان آرام به جریان متلاطم به تأخیر بیفتد. با تداوم این موضوع، پروفایل سرعت متلاطم به سمت جریان شبه آرام سوق پیدا می‌کند و در نهایت نمودار سرعت بر مجانب ویرک [۷] که معرف ماکزیمم کاهش پسا (Max DR) است، منطبق می‌شود. همچنین، پروفایل سرعت متوسط جریان از حالت تخت که مربوط به جریان متلاطم است، به حالت سهموی که مربوط به جریان آرام است سوق پیدا می‌کند. این موضوع در شکل ۴ برای دو نوع کوپلیمر پلی اکریل امید با جرم مولکولی متفاوت که نتیجه بررسی‌های گرمی و همکاران [۸] است، نشان داده شده است. در این نمودارها، $u^+ = \frac{u}{u^*}$ سرعت متوسط بدون بعد، $y^+ = \frac{y u^*}{\nu}$ فاصله بدون بعد از دیواره است.

تزریق پساکاه باعث کاهش چشمگیر نوسانات شعاعی سرعت که عامل اصلی تلاطم در خط لوله است و نیز جابجایی قله منحنی به فاصله دورتر از دیواره لوله می‌شود. در شکل ۵ تغییرات تنش رینولدز در اثر تزریق پساکاه نشان داده شده است که بیانگر کاهش شدید تنش رینولدز توسط پساکاه و تضعیف و سرکوب گردابه‌ها و ساختار جریان متلاطم است.



شکل ۴: تأثیر پساکاه بر پروفایل‌های جریان متلاطم؛ -سرعت بی بعد (سمت راست)، -سرعت متوسط (سمت چپ) [۱۵].



شکل ۵: تأثیر پساگاه بر منحنی تنش رینولدز.

ابعاد اقتصادی استفاده از پساگاه

در جدول شماره ۲ نمونه‌هایی از نتایج تزریق پساگاه در حوزه بالادستی صنعت نفت در برخی از میادین نفتی کشور ذکر گردیده است. همانگونه که ملاحظه می‌شود، تزریق پساگاه تأثیر چشمگیری در افزایش میزان انتقال نفت خام از خطوط لوله جریانی و صادراتی دارد. در مواردی هم که نیاز به انتقال بیشتر سیال از خطوط لوله احساس نشود، تزریق پساگاه باعث می‌شود فشار ابتدای خط لوله به طور قابل توجهی کاهش یابد که این موضوع منجر به کاهش انرژی مورد نیاز انتقال سیال و لذا کاهش مصرف انرژی برق می‌شود.

جدول ۲: تأثیر تزریق پساگاه بر افزایش ظرفیت و کاهش افت فشار خط لوله

ردیف	نوع سیال	مشخصات خط لوله		میزان تزریق DRA (Lit/h)	دبی سیال عبوری (هبر)		فشار ابتدای خط لوله (پام)	
		طول (km)	قطر (in)		قبل از تزریق	بعد از تزریق	قبل از تزریق	بعد از تزریق
۱	نفت و گاز	۶	۲۸	۲۰	۱۴۰۰۰	۲۰۰۰۰	۱۳۹۰	۱۱۹۰
۲	نفت تکفاز	۸	۵۰	۲۰	۲۱۵۰۰	۳۴۵۰۰	۴۳۰	۳۰۰
۳	نفت تکفاز	۱۸	۱۵۵	۲۵	۱۰۸۰۰۰	۱۸۰۰۰۰	۶۵۰	۶۰۰
۴	نفت تکفاز	۱۸	۱۵۵	۲۵	۱۰۸۰۰۰	۱۱۰۰۰۰	۶۵۰	۲۷۰

امید است استفاده از این روش در بخش‌های مختلف صنعت نفت به خصوص در جاهایی که افزایش ظرفیت خط لوله و یا تأمین میزان انرژی مورد نیاز جهت انتقال سیالات هیدروکربنی با محدودیت مواجه است، مورد توجه بیشتر مدیران محترم صنعت نفت قرار گیرد.

مراجع

- [1] Burger, Edward D., et al. Flow increase in the Trans Alaska Pipeline through use of a polymeric drag-reducing additive. Journal of petroleum Technology, 1982, 34.02: 377-386. <https://doi.org/10.2118/9419-PA>.
- [2] Frank, M. White, "Fluid mechanics" McGraw Hill, 8th edition (2016).
- [3] Blatch, N. S. Water filtration at Washington. Trans. ASCE, 1906, 57: 400. <https://doi.org/10.1061/TACEAT.0001919>
- [4] Toms, BeA. Some observations on the flow of linear polymer solutions through straight tubes at large Reynolds numbers. Proc. of In. Cong. On Rheology, 1948, 1948, 135.
- [5] Lumley, John L. Drag reduction in turbulent flow by polymer additives. Journal of Polymer Science: Macromolecular Reviews, 1973, 7.1: 263-290. vol. 7, no. 1, pp. 263-290, 1973. <https://doi.org/10.1002/pol.1973.230070104>
- [6] De Gennes, P. G. Towards a scaling theory of drag reduction. Physica A: Statistical Mechanics and its Applications, 1986, 140.1-2: 9-25. [https://doi.org/10.1016/0378-4371\(86\)90200-1](https://doi.org/10.1016/0378-4371(86)90200-1)
- [7] Virk, Preetinder S. Drag reduction fundamentals. AIChE Journal, 1975, 21.4: 625-656. <https://doi.org/10.1002/aic.690210402>
- [8] حمیدرضا کرمی، مسعود رحیمی و سعید اویسی، بررسی آزمایشگاهی بهسازی جریان در هم آب در لوله‌ها با استفاده از محلول‌های پلیمری، مجله علمی-پژوهشی، دوره ۱۳، شماره ۴، زمستان ۱۳۹۷.

معرفی کتاب

همفکری و مشارکت اساتید و صاحب نظران سه کشور ایران، آمریکا و کانادا برای نوشتن یک کتاب



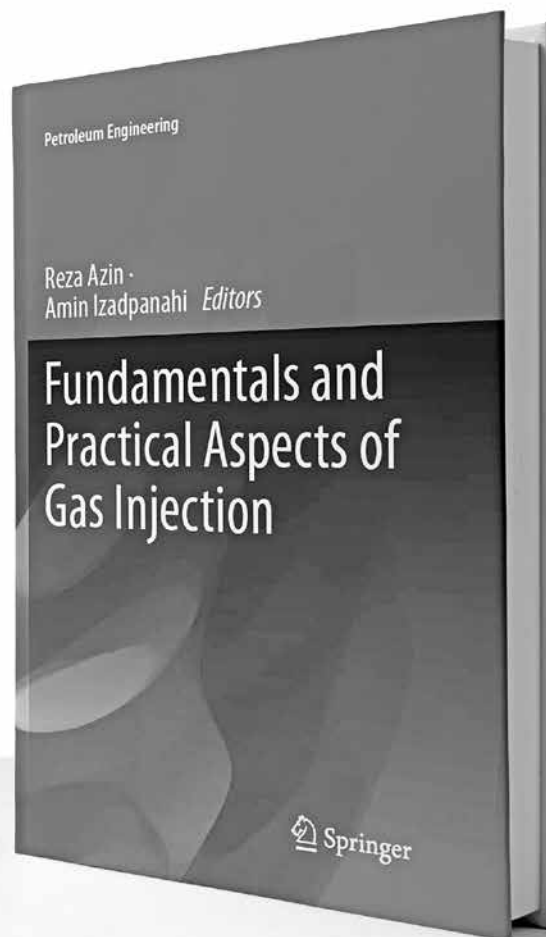
مریم طبرسا
خبرنگار

زمین شناسی مخزن، ویژگی های سنگ و سیال آن و در دسترس بودن منابع گاز برای تزریق متفاوت است. هدف تزریق گاز نیز ممکن است از یک پروژه به پروژه دیگر متفاوت باشد. کشور ایران به عنوان دومین دارنده ذخایر گاز در جهان و تولید کننده حجم قابل توجه گازهای همراه نفت، برنامه های عملیاتی تزریق گاز را از حدود ۵۰ سال پیش تعریف و اجرا کرده است و این پروژه ها در حال حاضر ادامه دارد و پیش بینی می شود که در آینده نیز توسعه پیدا کند.

کتاب Fundamentals and Practical Aspects of Gas Injection مبانی نظری و عملی تزریق گاز با نگاهی مفهومی و کاربردی به موضوع تزریق گاز به مخازن هیدروکربنی تهیه شده است. این کتاب در ده فصل به همت پروفسور رضا آذین رئیس مرکز تحقیقات نفت و گاز دانشگاه خلیج فارس و مهندس امین ایزدپناهی دانش آموخته دانشگاه خلیج فارس و کارشناس مرکز تحقیقات نفت و گاز و هسته پژوهش و فناوری گاز میعانی و مدیریت کربن این دانشگاه تألیف شده و توسط انتشارات Springer به چاپ رسیده است. این کتاب برخی از کاربردهای تزریق گاز را مرور می کند و ویژگی های جدید و همچنین برخی از چالش های اصلی مرتبط با تزریق گاز را مورد بررسی قرار می دهد. در ادامه توضیحاتی کلی از مطالب گزارش شده در این کتاب آورده شده است.

• در فصل اول، روش های مختلف و کاربرد تزریق گاز در صنعت نفت و گاز و اهداف زیست محیطی شرح داده شده است. برای این منظور، ابتدا توزیع هیدروکربن در سراسر جهان مورد مطالعه قرار گرفته است. به عنوان منابع معمولی و غیرمعمولی طبقه بندی می شود. همچنین، توزیع گرافیکی با استفاده از آخرین آمار از منابع هیدروکربن معمولی و غیرمعمولی گزارش شده است. در ادامه این فصل، مراحل بازیابی مخازن نفت مورد مطالعه قرار گرفته است که از بازیابی نفت اولیه، ثانویه و ثالثیه تشکیل شده است. تزریق گاز برای بهبود بازیابی نفت در مراحل ثانویه و ثالثیه انجام می شود. حفاظت از محیط زیست و کاهش

تزریق گاز به عنوان ابزاری برای حفظ فشار در بازیابی ثانویه نفت به عنوان تکنیک های افزایش بازیابی نفت (EOR) استفاده محسوب می شود. مفهوم و عملکرد تزریق گاز نزدیک به دو دهه پس از تولید صنعتی نفت در قرن نوزدهم آغاز شد. اپراتورها با کاهش فشار مخازن روبرو شدند و گاز تولید شده را به عنوان یک منبع فراوان برای تزریق مجدد و غلبه بر مشکل یافتند. در بسیاری از موارد میدانی از گازهای مختلف تزریقی استفاده می شود، از غیر هیدروکربن تا هیدروکربن، گاز ضعیف تا غنی یا امتزاج پذیر تا امتزاج ناپذیر شرایط عملیاتی از یک مخزن به مخزن دیگر بسته به شرایط



تأخیر مجدد در هنگام تزریق گاز بررسی شده است. در مطالعه موردی نشان داده شده است که بازیافت گاز می تواند تولید گاز و میعانات گازی را از مخزن گاز میعانی به میزان قابل توجهی بهبود بخشد.

• فصل هفتم بر طراحی تأسیسات سطحی برای تزریق گاز متمرکز است. در این فصل، طراحی مفهومی، ملاحظات و مبانی طراحی و طرح کلی یک تأسیسات تزریق گاز شرح داده شده است. سپس، عناصر یک تأسیسات سطحی معرفی و به تفصیل شرح داده شده است.

• فصل هشتم روش هایی را برای پیش بینی میزان آب موجود در گازها ارائه می دهد که بیشتر مبتنی بر معادلات حالت و مدل های ترمودینامیکی دقیق است. روش های مختلف پیش بینی میزان آب سیستم های گاز اسیدی نیز ارزیابی شده و نمودارهای محتوای آب سازگار با داده های تجربی برای دی اکسید کربن خالص، سولفید هیدروژن، متان و مخلوط آنها ارائه شده است. همچنین، حلالیت گاز هیدروکربن در آب، حلالیت گاز غیر هیدروکربنی در آب و محاسبه حلالیت گاز در آب با استفاده از قانون ثابت هنری و تأثیر شوری بر حلالیت گاز در این فصل ارائه شده است. ساختار فصل ۸ بر اساس روش های مهندسی و مثال ها کار شده است و می تواند به عنوان یک راهنمای مهندسی برای پیش بینی محتوای آب گازها و حلالیت گاز در آب استفاده شود.

• فصل نهم مهمترین چالش ها از جمله خوردگی در انواع مختلف تزریق گاز، غلبه بر جاذبه، کنترل تحرک گاز، یکپارچگی پوش سنگ، به دام افتادگی و بهداشت، ایمنی و محیط زیست (HSE) تزریق گاز را مورد بررسی قرار می دهد. این مفاهیم باید قبل، حین و بعد از یک پروژه تزریق گاز در نظر گرفته شود تا کارایی پروژه افزایش یابد.

• فصل دهم به دام افتادگی در محیط متخلخل می پردازد. مفاهیم، انواع، مدل ها و روابط مربوط به این موضوع ارائه شده و مورد بحث قرار گرفته است. همچنین، روش های آزمایشگاهی که برای اندازه گیری و پیش بینی اشباع فاز به دام افتاده استفاده می شود، در این فصل بحث شده است. علاوه بر این، روش های مختلفی برای از بین بردن هیدروکربن به دام افتاده وجود دارد که تزریق گاز یکی از مؤثرترین روش ها است.

در تهیه مطالب این کتاب، بیش از هزار منبع به طور جامع بررسی شده است. تعدادی از دانشمندان، اساتید و صاحب نظران صنایع از سه کشور ایران، آمریکا و کانادا در فصل های این کتاب مشارکت داشته اند که می توان از پروفیسور محمود مشفقیان (آمریکا)، دکتر شهریار عصفوری (ایران)، دکتر احمد جمیلی (آمریکا)، دکتر علی رنجبر (ایران)، دکتر علیرضا شاه کرمی (آمریکا)، دکتر محمد محمدی باغملایی (کانادا)، مهندس احمد بنافی (ایران)، مهندس فاطمه کاظمی (ایران)، مهندس پرویز زاهدی زاده (ایران) و مهندس پویا آقایی شبانکاره (ایران) نام برد. همچنین، نویسندگان طی سالیان از چندین تأسیسات تزریق و تولید نفت و گاز بازدید کرده اند و جلسات فنی با کارشناسان صنعتی برگزار کرده اند تا از جزئیات عملیات تزریق گاز اطلاعات بهتری کسب کنند. همچنین نظرات فنی و پیشنهادات متخصصین صنعتی به کیفیت محتوای این کتاب کمک کرده است.

گازهای گلخانه ای یکی دیگر از اهداف تزریق گاز است. سوم، جنبه های مختلف مرتبط از جمله تکامل تاریخی، معیارهای غربالگری، منابع گاز و اقتصاد تزریق گاز بررسی می شود.

• در فصل دوم، برخی از موضوعات اصلی مربوط به فشار، حجم، دما (PVT) بررسی شده است. نمودار فازی گاز تزریقی، نفت مخزن و ترکیب آنها ارائه و بحث شده است. همچنین، آزمایشات مهم PVT، از جمله CCE، DL، CVD جداسازی فلش و آزمایش تورم مورد بحث قرار گرفته است. همچنین محاسبات ضروری مرتبط با تزریق گاز نیز در این فصل مورد بررسی قرار گرفته است.

• فصل سوم به مفاهیم اساسی جریان نفت و گاز در محیط متخلخل می پردازد. در این فصل، مفاهیم جریان تک فاز و دو فاز بررسی می شود. معادلات جریان مختلف، از جمله جریان ویسکوز، پیش از دارسی، دارسی و جریان برینکمن معرفی شده و مرز بین این رژیم های جریان ارائه شده است. معادله نفوذ، که ترکیبی از معادله پیوستگی و سرعت دارسی است نیز معرفی و بحث شده است. نفوذپذیری نسبی به عنوان یک مفهوم مهم در جریان دو فازی از طریق محیط متخلخل شرح داده شده و نیروهای مؤثر بر جریان نفت در محیط متخلخل و همچنین اعداد مختلف بدون بعد معرفی می شوند که نشان دهنده اهمیت نسبی نیروها در جریان نفت است.

• در فصل چهارم، برخی از جنبه های اصلی UGS به عنوان زیرساخت تأمین انرژی پایدار بررسی می شود. این نوع از تزریق گاز با استفاده مجدد از ترکیبات تخلیه شده نفت و گاز به عنوان حجم طبیعی ذخیره سازی زیرزمینی با ویژگی های اثبات شده مخزن و یکپارچگی پوش سنگ و همچنین تأسیسات سطح موجود و چاه ها همراه است. این عملیات از نظر برنامه ریزی، تزریق / برداشت گاز و غیره دارای ویژگی های متمایز است. برخی از معیارهای معمول غربالگری این روش نیز در این فصل بررسی و مورد بحث قرار گرفت.

• در فصل پنجم، تزریق گاز معروف به حفظ فشار معرفی شده است. در بررسی مفهوم حفظ فشار، رویکرد تاریخی، مدل سازی مکانیکی و موازنه مواد مخزن مورد بحث قرار گرفته و به دنبال آن مدل ها و مکانیسم های نگهداری فشار در مخازن شکاف دار ارائه شده است. همچنین، معادلات مربوط به شبیه سازی تزریق گاز به همراه نحوه حل عددی آنها مورد مطالعه و بررسی قرار گرفته است و نیز نتایج یک مطالعه موردی از عملیات حفظ فشار بر روی یک مخزن شکاف دار آورده شده است.

• فصل ششم به تزریق گاز همراه به مخزن می پردازد و جنبه های مفهومی، اقتصادی، تاریخی و عملیاتی این روش را بیان می کند. ابتدا، مفهوم تزریق مجدد گاز مورد مطالعه قرار گرفته است. به طور کلی، در این روش تزریق مجدد گاز تولید شده به مخازن گاز میعانی انجام می شود تا فشار مخزن بالاتر از فشار نقطه شبنم باشد. اما، به تزریق مجدد گاز تولید شده به مخازن نفت و مخازن غیر معمولی نیز تزریق مجدد گاز گفته می شود. این فصل به مزایا و معایب این روش، طراحی عملیات و الگوهای چاه، جنبه های اقتصادی، مطالعات و پروژه های سراسر جهان می پردازد. همچنین، یک مطالعه دقیق از مکانیزم

فرما اشتراک

	نام:
	نام خانوادگی:
	نام شرکت یا موسسه:
..... سمت:	
..... نوع فعالیت:	
..... درخواست اشتراک از شماره:	
..... تعداد مورد نیاز از هر شماره:	
..... نشانی:	
.....	
.....	
..... تلفن:	
..... کد پستی:	
..... پست الکترونیک:	
Email:	

راهنمای اشتراک

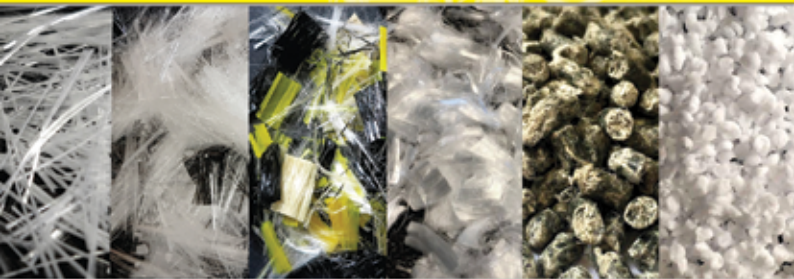
- هزینه اشتراک با پست سفارشی ۱۲ شماره ۴۸۰/۰۰۰ تومان است.
- لطفا هزینه اشتراک را به شماره حساب ۲۶۴۹۷۶۳۶۷ بانک تجارت-شعبه مطهری کرج به نام چشم انداز نفت واریز فرمایید
 - فرم اشتراک پس از تکمیل به دفتر نشریه نمابر (تلفکس: ۰۶۶۴۳۴۴۶۸-۰۲۱) شود.
 - فیش واریزی در همان روز به دفتر نشریه نمابر (تلفکس: ۰۶۶۴۳۴۴۶۸-۰۲۱) و یا به شماره (۰۹۹۰۳۵۷۵۴۷۸) تلگرام شود.
 - در فیش بانکی، نام پرداخت کننده، همان نام و عنوان متقاضی اشتراک باشد.
 - لطفا کپی فیش واریزی را تا پایان دوره نزد خود نگه دارید. - در صورت تغییر نشانی، در اسرع وقت، به صورت کتبی، واحد امور مشترکین نشریه را مطلع فرمایید.
 - برای متقاضیان اشتراک در خارج از کشور، هزینه ارسال پستی به مبالغ ذکر شده اضافه می شود.

الیاف مدول و مقاومت بالا مسلح کننده سه بعدی 3D بتن و آسفالت



الیاف مرکب پلیمری

به شکل تک رشته ای متشکل از ریز رشته های به هم چسبیده
و الیاف شبکه ی مش ماکرو و میکرو از جنس پلی الفین و پلی پروپیلن



مزایای بتن مسلح شده با الیاف پلیمری مدول و مقاومت بالا

- هدف از افزودن الیاف به بتن تنها افزایش مقاومت نیست، بلکه نقش اصلی الیاف کنترل رشد ترک های بتن و افزایش مقاومت پس از ترک خوردگی (جذب انرژی) است.
- افزایش فاصله درز ها در روسازی بتنی
- سرعت اجرای بالاتر در پروژه ها
- روسازی مسلح الیاف ماکروسنتتیک با حذف کامل میلگردهای حرارتی
- کاهش هزینه پروژه های EPC و BOT
- شاتکریت مسلح با الیاف پلیمری علاوه بر تسهیل و افزایش سرعت اجرا، سبب کاهش هزینه ها در مقایسه با شاتکریت مسلح شده با مش فولادی خواهد شد.

کاربردهای بتن الیافی

- کف سازی محوطه و پارکینگ
- سقف های عرشه فولادی
- مقاطع پیش ساخته
- رویه های بتنی
- شاتکریت تونل

کاربرد این الیاف در:

بتن غلتکی و فینیشری
عرشه فولادی و تراورس راه آهن
رویه های بتنی و کف های صنعتی
سگمنت و شاتکریت تونل
آسفالت HMA, WMA و محافظتی سرد
(میکروسرفیسینگ و فایبرمت)
کامپاند های گرانولی و پودری اصلاح کننده
الاستومری و پلاستومری قیرو آسفالت
Elastomer and plastomer SBS-SEBS

مزایای آسفالت مسلح شده با الیاف مدول و مقاومت بالا

- کم شدن ضخامت لایه های آسفالتی
- کاهش هزینه های نگهداری
- به کارگیری فناوری و مصالح نوین در پروژه ها
- افزایش مقاومت در برابر تورق، سایش، هوازگی سطح، تنش های خستگی و ضربه
- قابلیت کششی عالی (ظرفیت زیاد تغییر شکل نسبی)
- کنترل ترک خوردگی آسفالت

دفتر تهران:

خیابان دکتر بهشتی، خیابان پاکستان، کوی هشتم، پلاک ۲۴
کدپستی: ۱۵۳۱۷۱۳۹۱۳
صندوق پستی: ۱۵۸۷۵-۷۴۵۸
تلفن: (۰۲۱) ۸۸۷۵۰۶۱۸ - ۸۸۷۵۰۶۱۹
فاکس: ۸۸۷۴۱۵۳۰ - ۸۸۷۵۰۶۰۲

BGI

BLACK GOLD INNOVATIONS



Sub Surface Safety Valve (3SV)



Separation Sleeve



Permanent Packer



شرکت نوآوران طلای سیاه تولید کننده رشته تکمیلی درون چاهی تلسکوپیک
دارای گواهینامه V3 کیفیت محصول از نهاد صدور گواهینامه نفت
عضو لیست بلند وزارت نفت _ سامانه EP
دارای تجربه عملیاتی موفق در طرح ۲۸ میدان و میدان سروک آذر
دارای تیم فنی و تخصصی مهندسی - طراحی - عملیات و تولید
دارای مجهزترین تجهیزات تولید در بین تولید کنندگان رشته تکمیلی درون چاهی

BEST DOWNHOLE SERVICES FOR ONSHORE, OFFSHORE OIL & GAS WELLS.

Black Gold Innovations is an oil and gas service company which design, manufacture, supply wellbore related products and field services for onshore and offshore completion and production

CONTACT
phone: +98(21) 44372108
www.blackgold.tools

scan me

