اصول و مبانی توسعه فناوری‌های ارتقای جزئی نفت سنگین در کانادا

مهدی احمدی مروست *[1]، سعید شکری، حمید گنجی، آروین خادم صمیمی
پژوهشگاه صنعت نفت، تهران 137-14665

نوع مقاله: **مروری**
دریافت: 1398/01/20 پذیرش: 1398/08/04

چکیده

قیر حاصل از ماسه نفت‌ها خواصی شبیه نفت فوق‌سنگین یا باقی‌ماندهٔ خلاء پالایشگاه‌ها دارد. شرکت‌های مختلف توسعهٔ فناوری طی دههٔ گذشته بر روی فناوری‌های ارتقای جزئی قیر حاصل از ماسه‌نفت‌ها کار کرده‌اند. در این فناوری‌ها هدف سبک‌سازی جزیی قیر برای تطبیق با استانداردهای مورد نیاز ارسال با خطوط لوله می‌باشد. برخی از این فناوری‌ها در مراحل توسعه پایلوتی و برخی در حال ساخت واحد نمایشی می‌باشند. در این مقاله، ابتدا وضعیت کشور کانادا از نظر ذخایر ماسهٔ نفتی، میزان تولید آن و روش‌های مختلف تولید ارائه می‌شود. فناوری‌های پیش‌رو در ارتقای جزئی قیر از منظر تاریخچه، مبانی علمی و اقتصاد ارائه و تحلیل می‌شود. نظر به تولید بالای نفت کوره در پالایشگاه‌های کشور و لزوم کاهش آن در قالب طرح‌های توسعه‌ای، این بررسی می‌تواند راه‌گشای خوبی برای محققین و تصمیم‌سازان صنعت پالایش نفت کشور باشد.

کلمات کلیدی: ارتقای جزئی، قیر، ماسهٔ نفتی، نفت سنگین، توسعهٔ فناوری

* ahmadim@ripi.ir

مقدمه

کشور کانادا با در اختیار داشتن 10/1 درصد، رتبهٔ سوم بزرگ‌ترین منابع نفتی ذخیره‌شدهٔ دنیا را در اختیار دارد. با این وجود، نسبت میزان تولید به منابع ذخیره‌شدهٔ این کشور یکی از پایین‌ترین مقادیر می‌باشد. با حذف کشورهای سوریه، لیبی و یمن که به علت ناپایداری‌های سیاسی میزان تولید به منابع پایینی دارند، کشور کانادا بعد از ونزوئلا و ایران دارای پایین‌ترین این نسبت می‌باشد [1].

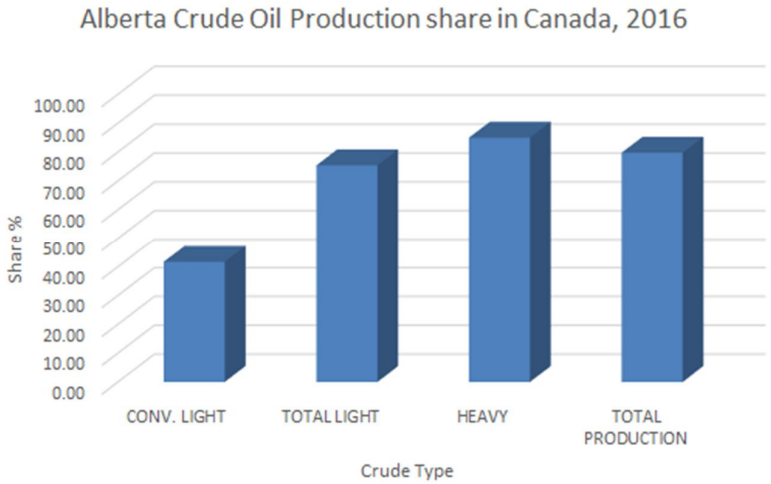
استحصال و انتقال نفت دو دلیل عمدهٔ عدم امکان تولید بیش‌تر در کانادا می‌باشند. ایالت آلبرتا بزرگ‌ترین تولیدکنندهٔ نفت کانادا می‌باشد. شکل یک سهم این ایالت را در تولید انواع نفت خام در کانادا در سال 2016 نشان می‌دهد. حدود 80 درصد از کل نفت تولیدی کانادا در سال 2016 در این ایالت تولید شده است. نفت سنگین با تولید 85 درصدی بیش‌ترین سهم این ایالت در تولید نفت کانادا می‌باشد [2]. جزییات تولید نفت این ایالت در شکل 2 ارائه شده است. مشاهده می‌شود حدود 85 درصد نفت خام تولیدی این ایالت نفت خام غیرمتعارف می‌باشند. تولید نفت خام ماسه‌ای ارتقاء نیافته و بسیار سنگین این ایالت روزانه حدود 1,500,000 بشکه در روز می‌باشد. این در حالی است که تولید نفت خام سبک با درجه API بیش‌تر از 35 نیز به میزان 240 هزار بشکه در روز در این ایالت تولید می‌شود. سنگین‌ترین نفت خام متعارف تولیدی، نفت فوق سنگین با درجه API معادل 21 و کم‌تر می‌باشد که روزانه به میزان 82,000 بشکه تولید می‌شود [3].

این ایالت به واسطهٔ ذخایر ماسهٔ نفتی[1] خود به تنهایی دارای سومین ذخایر نفت دنیا پس از ونزوئلا و عربستان است. میزان ذخایر ماسهٔ نفتی این ایالت در سال 2014 معادل 166 میلیارد بشکه تخمین زده شده است. در بین سال‌های 1999 تا 2013، حدود 201 میلیارد دلار در استحصال ماسه‌نفت‌ها در این ایالت سرمایه‌گذاری شده است. بیش‌ترین میزان سرمایه‌گذاری مربوط به سال 2013 و معادل 7/32 میلیارد دلار می‌باشد [4].

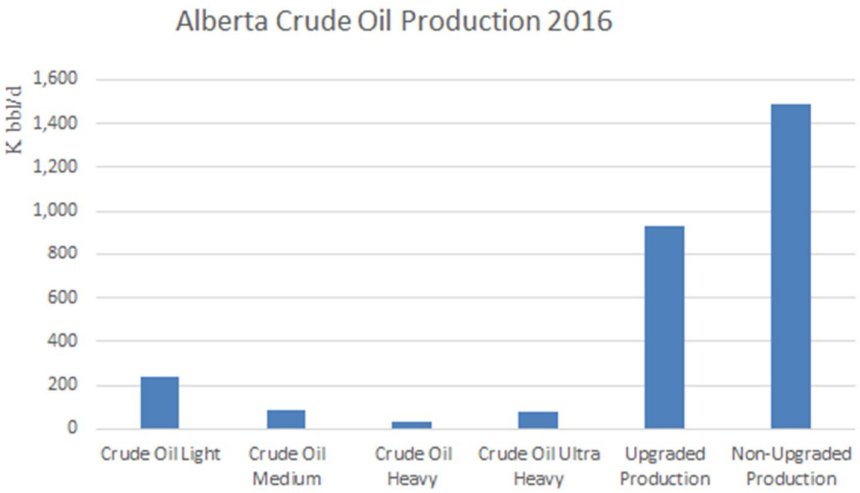
تولید انواع نفت خام در ایالت آلبرتا، سهم تولید نفت این ایالت در سبد تولید کشور کانادا، نوع و نسبت آن‌ها در شکل‌های 1 تا 4 نشان داده شده است که در آن انواع نفت خام تولیدی به شرح ذیل دسته‌بندی گردیده‌اند:

- نفت خام متعارف: نفت خام سبک، متوسط، سنگین و فوق سنگین به ترتیب با داشتن چگالی، بر حسب kg/m^3، کم‌تر از 850، بزرگ‌تر یا مساوی 850 و کم‌تر از 900، بزرگ‌تر یا مساوی 900 و کم‌تر از 925 و 925 و بیش‌تر از آن.
- نفت خام ماسه‌ای: نفت خام ارتقاء یافته و ارتقاء نیافته [3].

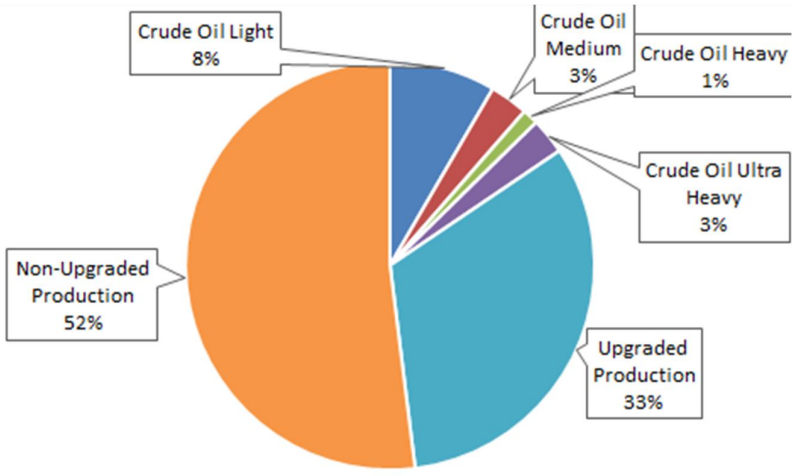
1- Oil Sand



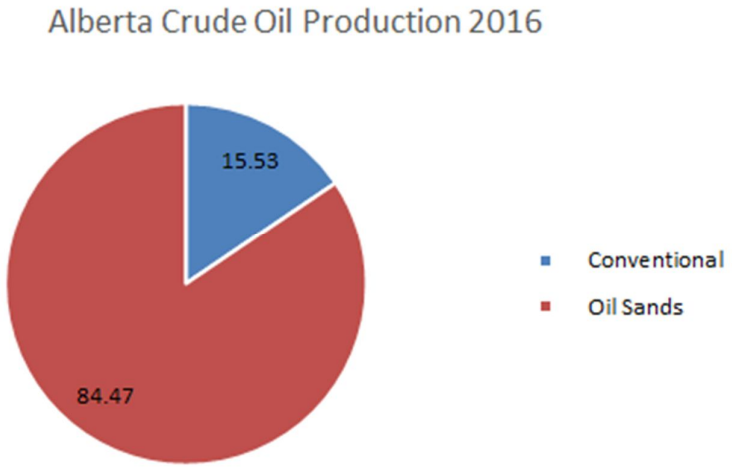
شکل 1. سهم ایالت آلبرتا در تولید نفت کانادا در سال 2016 میلادی [2].



شکل 2. میزان تولید نفت ایالت آلبرتا به تفکیک نوع نفت در سال 2016 میلادی [3].



شکل 3. درصد تولید انواع نفت در ایالت آلبرتا در سال 2016 میلادی [3].



شکل 4. سهم تولید نفت خام معمول و ماسه‌نفت در ایالت آلبرتا در سال 2016 میلادی [3].

ماسه نفتی

مخازن ماسه‌نفتی یک نوع از مخازن غیرمتعارف نفت خام می‌باشند که به میزان بسیار زیاد در کانادا و ونزوئلا یافت می‌شوند. این مخازن از اختلاط نفت سنگین با ماسه، آب و خاک رس تشکیل شده‌اند. نفت حاصل از مخازن ماسه‌نفتی را به علت سیالیت پایین قیر[2] می‌نامند. برخلاف مخازن ماسه‌نفتی ونزوئلا، قیر حاصل از مخازن ماسه‌نفتی کانادا حتی در شرایط مخزن سیالیت بسیار پایینی دارد و با روش‌های متعارف استحصال قابلیت استخراج نفت را ندارند.

قیر نامتعارف از مخازن ماسه‌نفتی به دو روش استخراج می‌شود: در مخازن با عمق کم‌تر از 75 متر از روش استخراج معدنی استفاده می‌کنند و در مخازن با عمق بیش‌تر از 200 متر از روش‌های درجا[3] استفاده می‌شود. تا کنون روش اقتصادی برای مخازن با عمق بیش‌تر از 75 و کم‌تر از 200 ارائه نشده است [5].

استخراج به روش معدنی

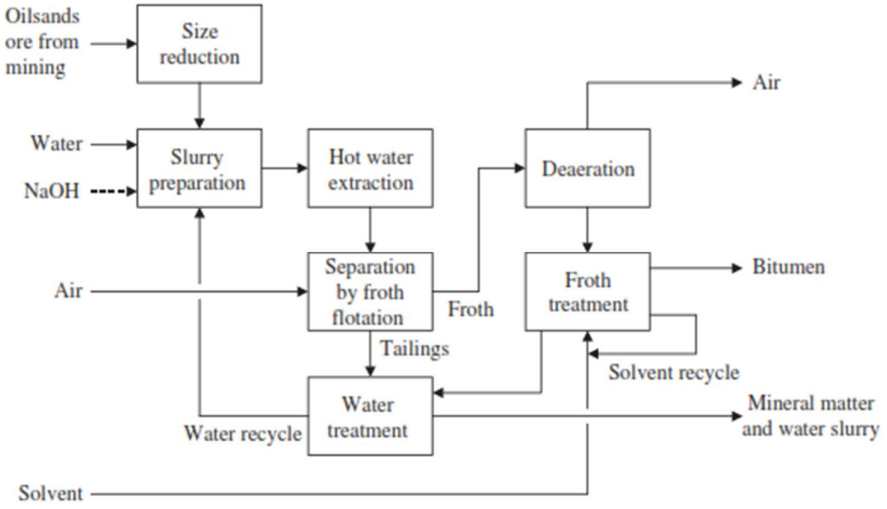
در این روش، ماسه نفتی از سطح زمین به روش معدنی استخراج می‌شود. مانند دیگر معادن، مقداری مواد غیرمعدنی در مخازن ماسه‌نفتی وجود دارد که به آن‌ها دور ریز[4] گفته می‌شود. نسبت ارتفاع دور ریز به ماسه نفتی را نسبت نوار[5] می‌گویند. معمولا این نسبت بین 0/4 تا 1/4 می‌باشد. ماسهٔ نفتی حدودا شامل 83 درصد ماسه، 4 درصد آب، 3 درصد خاک رس و 10 درصد قیر است [5]. با فناوری‌های امروز، مخازن ماسه‌نفتی با حداقل استحصال قیر 6 درصد اقتصادی می‌باشند. دیاگرام کلی فرآیند استحصال از یک مخزن ماسه‌نفتی به روش معدنی در شکل 5 نشان داده شده است. استحصال قیر از ماسهٔ معدنی با آب داغ و در حضور کاستیک برای افزایش pH انجام می‌شود. کم‌ترین دمای آب برای استحصال پایدار و صنعتی برابر 35 درجهٔ سانتی‌گراد می‌باشد. در روش‌های صنعتی معمول، حداقل بازیافت قیر از سنگ معدن 90 درصد می‌باشد. در ادامه برای بازیافت قیر استحصالی و با توجه به نزدیکی چگالی آب و قیر، از فرآیند شناورسازی با هوا استفاده می‌شود. در این مرحله، قیر به‌صورت کف از آب جدا می‌شود. کف حاصل سپس هوازدایی

2- Bitumen
3- In situ
4- Overburden
5- Strip ratio

می‌گردد تا مخلوط حدود 60 درصد قیر، 30 درصد آب و 10 درصد مواد معدنی به مرحلهٔ بعدی ارسال شود. قیر نهایی، از خالص‌سازی کف هوازدایی شده با حلال حاصل می‌شود. کف حاصل یک امولسیون آب در روغن، آلوده به مواد معدنی است. وظیفهٔ حلال از بین بردن امولسیون تا حد ممکن می‌باشد. اختلاف چگالی بین قیر رقیق شده با حلال و آب محرک جداسازی در این مرحله می‌باشد. حلال مصرفی در این فرآیند نفتا یا پارافین‌های سبک‌تر همچون هگزان می‌باشد. قیر رقیق شده به‌عنوان محصول نهایی به فروش می‌رود و حلال موجود در آب بازیابی می‌شود. میزان آب تازه مورد نیاز در این فرآیند برابر با 2 تا 3 متر مکعب به ازای هر تن قیر تولیدی می‌باشد. میزان آب تازه این فرآیند برابر 15 درصد کل آب مورد نیاز فرآیند می‌باشد. تصفیهٔ آب یکی از چالش‌های اصلی این فرآیند می‌باشد [۵،۶،۷].

استخراج به روش درجا

وقتی مخازن ماسه‌نفتی در اعماق زمین باشند، روش‌های استخراج معدنی دیگر بازدهی اقتصادی ندارند و روش‌های دیگر استخراج مورد استفاده قرار می‌گیرند. حدود 80 درصد مخازن ماسه‌نفتی کانادا تنها با روش‌های درجا قابل استحصال هستند. چالش اصلی در این زمینه، افزایش سیالیت قیر می‌باشد. روش‌های کاهش گران‌رَوی، شامل افزایش دما یا حلالیت در یک حلال سبک می‌باشد.



شکل 5. دیاگرام کلی فرآیندی استحصال از یک مخزن ماسه‌نفتی به روش معدنی

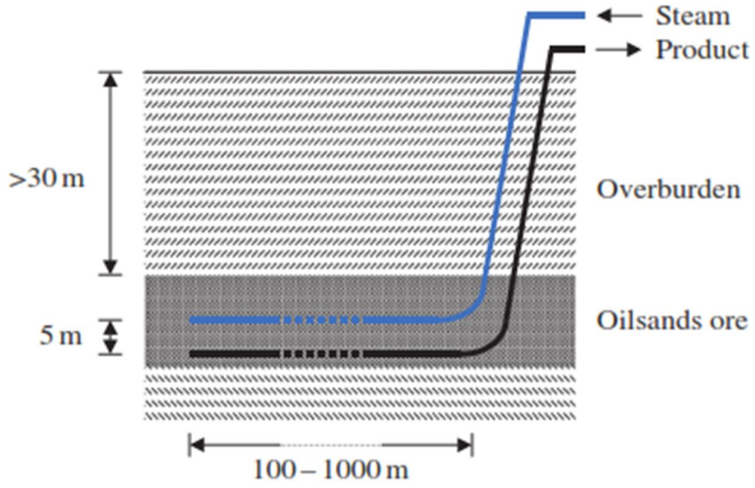
استخراج به روش SAGD[6] به‌روزترین روش درجای استخراج از ماسه‌های نفتی می‌باشد. در این روش دو چاه افقی به فاصله پنج متری از هم حفر می‌گردند (شکل 7). چاه بالایی برای تزریق بخار و چاه پایینی برای استحصال قیر گرم شده استفاده می‌شود. تزریق پیوستهٔ بخار، پس از مدتی باعث کاهش سیالیت قیر شده و قیر روان از چاه پایینی به سطح زمین ارسال می‌شود. مخلوط استحصالی حدودا شامل (25-30 درصد) قیر، (70 -75 درصد) آب و 1 درصد مواد معدنی می‌باشد [5].

متوسط عمر یک جفت چاه استحصالی در روش درجا 15 سال تخمین زده می‌شود. این درحالی‌ست که بیش‌ترین بازیافت قیر در روش SAGD برابر با 70-80 درصد می‌باشد. نسبت بخار به قیر تولیدی در این روش در حدود 2 تا

6- Steam-Assisted Gravity Drainage

3 (m^3/m^3) می‌باشد. میزان انرژی مورد نیاز این روش در نسبت بخار به قیر 2/5، برابر با 6/9 Gj/m^3 قیر تولیدی می‌باشد.

انتقال قیر به علت ویسکوزیتهٔ بالا، تنها از طریق لوله‌ها و یا واگن‌هایی که گرم می‌شوند و فقط برای مسافت‌های کوتاه امکان‌پذیر است. در مراجع مشخصات قابل قبول مختلفی برای انتقال نفت در خطوط لوله، گزارش شده‌اند[8 و 28]. یک نمونه از آن‌ها در جدول 1 نشان داده شده است. مشاهده می‌گردد قیر حاصل از ماسه‌های نفتی برای ارسال از طریق خطوط لوله نیاز به ارتقاء دارد، لذا چالش اصلی پس از استخراج قیر نمود پیدا می‌کند: چگونه باید قیر را فرآوری نمود؟ چهار روش کلی برای فرآورش قیر حاصل از ماسه‌های نفتی وجود دارد:



شکل 7. استحصال قیربه روش SAGD

1. انتقال قیر به پالایشگاهی نزدیک که برای تقطیر نفت سنگین طراحی شده است و اختلاط قیر با دیگر نفت خام‌های موجود. در این روش برای انتقال قیر تا پالایشگاه، قیر را با یک حلال نفتی که معمولا نفتا یا کاندنسیت می‌باشد رقیق و سیال می‌نمایند. درصد استفاده از حلال در تابستان و زمستان به ترتیب برابر با 25 و 35 درصد می‌باشد. به مخلوط حاصل دیلبیت[7] می‌گویند. مزایای استفاده از دیلبیت، افزایش ظرفیت پالایشی نفت سنگین و سرمایه‌گذاری کم آن می‌باشد. عمدهٔ نکات منفی این کار کاهش ظرفیت خطوط لوله به میزان 25 تا 35 درصد و همچنین احداث خط لوله برگشتی برای بازگرداندن حلال است.

جدول 1. مشخصات مورد قبول برای انتقال نفت با خط لوله [8 و 28].

Property	Pipeline Spec
Density (API)	>19
Viscosity (@15.6 C, CSt)	<350
Ethylen (wt %)	1

2. ارتقای جزئی[8] قیر در نزدیکی محل استخراج به‌نحوی که قیر ارتقاء یافته، استاندارد مورد نیاز خطوط لوله را برای انتقال به‌دست آورد. این کار معمولا با فناوری شکست حرارتی بسیار ملایم انجام می‌شود. به دلیل اقتصادی نبودن

7- Dilbit
8- Partial Upgrading

تولید هیدروژن در مقادیر کم، استفاده از فناوری‌های ارتقاء که نیاز به مصرف هیدروژن دارند در این مورد، مقبول نیست. مهم‌ترین مزیت این روش نسبت به روش دیلبیت، امکان ارسال قیر ارتقاء یافته به خط لوله بدون نیاز به حلال و مشکلات آن می‌باشد. قیر ارتقاء یافته برای پالایش، به پالایشگاه‌های نفت سنگین ارسال می‌شود.

3. ارتقای جزئی قیر در نزدیکی محل استخراج و تولید نفت خام سنتزی سبک[9] و ارسال آن با خط لوله به پالایشگاه‌های نفت سبک. مزایای این روش ارزش افزوده SCO به نسبت قیر، عدم نیاز به حلال برای انتقال و امکان استفاده از ظرفیت پالایشگاه‌های نفت سبک می‌باشد. عمده‌ترین نکات ضعف این روش قیمت بالای واحد ارتقاء و هم‌چنین افزایش آلاینده‌های زیست‌محیطی آن (کل زنجیره تا تولید نهایی) به نسبت پالایش کامل قیر در محل استحصال می‌باشد.
4. پالایش کامل قیر در نزدیکی محل استحصال و تولید محصولات پالایشی نهایی. مزایای این روش کسب حداکثر ارزش افزوده برای خوراک و تولید محصولات نهایی با قابلیت پخش در زنجیرهٔ مصرف‌کنندگان و معایب آن هزینهٔ سرمایه‌گذاری بسیار بالا، پیچیدگی‌های فروش محصول و استفاده نکردن از ظرفیت‌های نافعال پالایشی می‌باشد.

قیر حاصل از استحصال مخازن ماسه‌نفتی از لحاظ خواص فیزیکی شباهت زیادی به باقی‌ماندهٔ تقطیر در خلاء دارد. در جدول 2 مقایسه‌ای بین خواص قیر استحصالی از ماسه‌نفت‌ها با نفت‌های متداول انجام شده است. مهم‌ترین مشخصات یک نفت خام درجه API، گران‌رَوی، میزان فلزات و میزان گوگرد موجود در نفت خام می‌باشد. مشاهده می‌گردد خواص قیر حاصل از ماسه‌نفت‌ها با خواص نفت خام‌های متعارف به میزان زیادی اختلاف دارد.

در محاسبات صنعتی، مهم‌ترین مشخصه‌های مورد نیاز برای طراحی واحدهای ارتقای باقی‌ماندهٔ خلاء، توزیع SARA[10] و میزان CCR می‌باشد. جدول 3 این فاکتورها را برای دو قیر ماسه‌نفتی شناخته‌شدهٔ کانادا و باقی‌ماندهٔ خلاء سه پالایشگاه ایران نشان می‌دهد. مشاهده می‌گردد قیر حاصل از ماسه‌نفت‌ها به میزان زیادی به باقی‌ماندهٔ خلاء شباهت دارد، گرچه میزان بالاتر آسفالتین آن عملیات ارتقاء را برای قیر حاصل از ماسه‌های نفتی سخت‌تر می‌کند.

جدول 2. مقایسهٔ خواص قیر استحصالی از ماسه‌نفت‌ها و نفت خام‌های متداول [5].

Property	Athabasca Bitumen	Cold Lake Bitumen	West Texas Intermediate	Brent Blend
Density expressed as API	6-10	10-12	40.8	38.3
Density/kg.m^{-3}	1000-1029	990-1000	821	833
Viscosity at 20 °C/Pa.s	80-12000	≈100	0.006	0.007
CCR (wt %)	13.5-16	12.6	-	2.1
TAN (mg (KOH).g^{-1})	1.6-32	0.5-1.0	0.1	0.1
Elemental composition (wt %)				
Caron	83.1-83.4	83.7	-	-
Hydrogen	10.1-10.6	10.5	-	-
Sulphur	4.8-5.1	4.7	0.34	0.40
Nitrogen	0.4-0.5	0.2	0.08	-
Oxygen (by difference)	0.9-1.1	0.9	-	-
Organometallic content (ppm wt)				
Vanadium	210-290	240	2	6
Nickel	80-100	70	2	1

9- Synthetic Crude Oil (SCO)
10- Saturate, Aromatic, Resin, Ashphaltene

Distillation profile (vol %)				
<175°C (naphtha)	0	0	36.7	34.9
(175-343) °C (distillate)	8.6-14.4	18.2	31.6	35.0
(343-550) °C (atmospheric residue)	35.1-39.4	31.1	24.3	25.6
550 °C (vacuum residue)	46.2-56.4	50.7	7.4	4.5

- Not reported

تکنولوژی‌های ارتقای جزئی قیر حاصل از ماسه‌نفت‌ها

با توجه به هزینه‌های بالای انتقال قیر حاصل از ماسه‌نفت‌ها با استفاده از حلال، شرکت‌های دانشی مختلفی در حال توسعهٔ فناوری‌های ارتقای جزئی می‌باشند. گرچه کاهش قیمت نفت در چند سال گذشته باعث کند شدن روند حرکتی این شرکت‌ها شده است، اما هم‌چنان این شرکت‌ها در حال تحقیق بر روی فناوری‌های در حال کار می‌باشند. در ادامه، فناوری‌های پیش‌روی ارتقاء جزئی را مرور می‌نماییم:

جدول 3. مقایسهٔ پارامترهای صنعتی قیرحاصل از ماسه‌نفت‌های کانادا و باقی‌ماندهٔ تقطیر خلاء سه پالایشگاه ایرانی

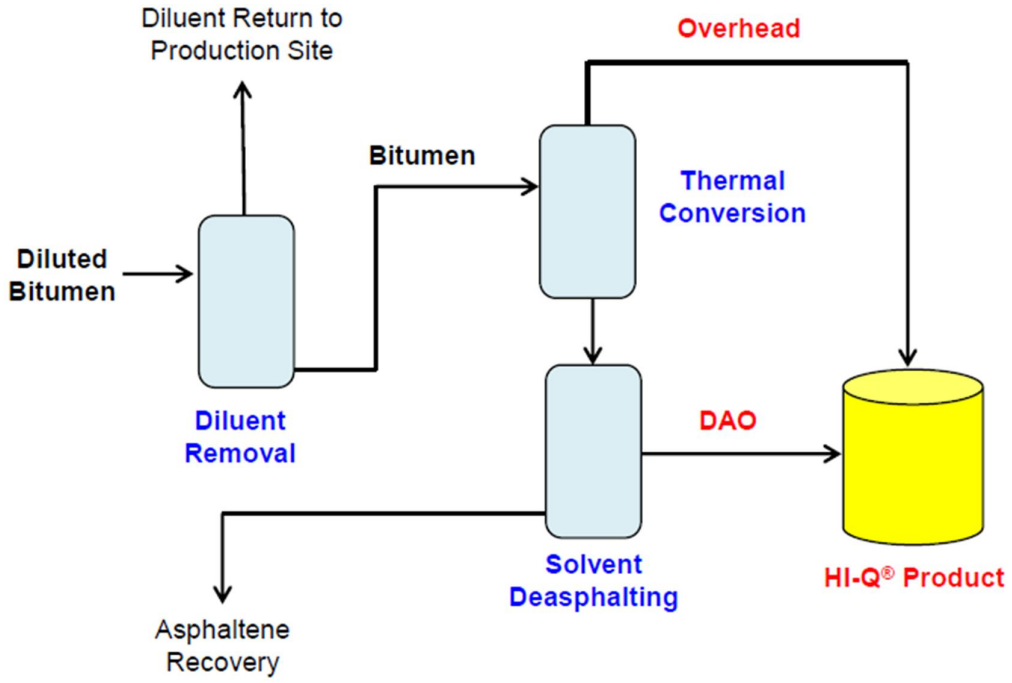
Feed / Property (wt %)	Vaccum Residue (Refinery # 1)	Vaccum Residue (Refinery # 2)	Vaccum Residue (Refinery # 3)	Cold Lake Bitumen	Athabasca Bitumen
Saturates	22	30	24	33	22
Aromatics	42	48	47	29	21
Resins	22	16	24	23	39
Ashphaltenes	14	6	5	15	18
CCR	22.2	17.1	15.9	12.6	13.5-16.5

تکنولوژی HI-Q[11] شرکت MEG [8، 9، 10، 11 و 12]

تکنولوژی HI-Q حاصل هم افزایی شرکت MEG کانادا و Western Research Institute آمریکا می‌باشد. این دو مجموعه از سال 2000 میلادی همکاری مشترک در توسعهٔ این فناوری را آغاز و تا کنون واحدهای پایلوتی 1 و 5 بشکه در روز را راه‌اندازی کرده‌اند. اکنون واحد نمایشی این فناوری با ظرفیت 1500 بشکه در روز و با قابلیت افزایش ظرفیت به 3000 بشکه در روز در نزدیکی شهر ادمونتون در ایالت آلبرتا کانادا در حال احداث می‌باشد. بودجهٔ احداث این واحد نمایشی حدود 125 میلیون دلار می‌باشد (حدود 83 هزار دلار به ازای پالایش هر بشکه در روز). این درحالی‌ست که برآورد هزینهٔ احداث واحد صنعتی این فناوری 30 هزار دلار به ازای پالایش هر بشکه در روز می‌باشد. شمای کلی این فرآیند در شکل 8 نشان داده شده است. در این فناوری، ابتدا دیلبیت وارد واحد استحصال حلال شده و حلال پس از جداسازی به سایت تولید بازگردانده می‌شود. قیر خروجی از واحد به ترتیب وارد واحدهای تبدیل حرارتی و سپس جداسازی آسفالتین با حلال می‌گردد. محصول بالاسری واحد تبدیل حرارتی و نفت

11- Heavy Improved Quality

آسفالتین‌زدایی‌شده[12] از واحد جداسازی با حلال با یکدیگر مخلوط شده و نفت ارتقاء یافته برای تزریق به خطوط انتقال نفت را تشکیل می‌دهند. این فناوری قادر است قیر حاصل از ماسه‌نفت‌ها را تا درجهٔ API برابر با 20 سبک‌سازی نماید. اندیس پیچیدگی نلسون[13] برای این فرآیند ما بین 4 تا 5 گزارش شده است. بهرهٔ حجمی محصول[14] در این فرآیند برابر با 88 تا 90 درصد می‌باشد. نمونه‌ای از مشخصات نفت سنتزی حاصل از این فرآیند در جدول 4 ارائه گردیده است.



شکل 8. شمای کلی فرآیند HI-Q

تکنولوژی VHTL[15] شرکت FLUID OIL [12-15]

فناوری VHTL شرکت Fluid Oil در ادامه توسعه فناوری RTM شرکت Ensyn و فناوری HTL شرکت Ivanhoe می باشد. در سال 1980، شرکت Ensyn فناوری تبدیل بیومس را به روغن پیرولیز برای استفاده در صنایع به‌صورت تجاری ارایه داد. این شرکت فناوری خود را برای استفاده در صنعت نفت در سال 1998 و با راه‌اندازی یک پایلوت در نزدیکی اتاوا بهبود بخشید. در ادامه، یک واحد نمایشی به ظرفیت 1000 بشکه در روز در کالیفرنیای آمریکا احداث و تست این واحد در سال 2005 انجام شد. در سال 2009 شرکت Ivanhoe فناوری ارتقای نفت سنگین این شرکت را خریداری کرده و تحت نام فناوری HTL به توسعهٔ آن پرداخت. این شرکت یک پایلوت کامل برای تست نفت مشتریان در ایالت تگزاس احداث نمود. انجام مطالعات مهندسی FEED برای یک واحد 20 هزار بشکه در روز در این شرکت انجام که به علت اعلام ورشکستگی به اجرا نرسید. این فناوری اکنون تحت عنوان VHTL در شرکت Fluid

12- De Asphalted Oil (DAO)
13- Nelson Complexity Index
14- Product volume yield
15- Viscositor HTL

Oil و با احداث یک پایلوت 300 بشکه در روز در حال توسعه می‌باشد که طبق برنامه در انتهای سال 2017 راه‌اندازی خواهد شد.

جدول 4. مشخصات یک نمونه از خوراک و محصول فرآیند HI-Q [8].

Property	Bitumen	HI-Q®
Density (API)	8.0	20.1
Viscosity (cSt)	166,000,000	58.5
MCR (wt%)	15.5	2.7
TAN (mg (KOH).g^{-1})	2.5	0.29
Nickel (ppm wt)	104.0	5.4
Vanadium (ppm wt)	279.4	10.1

فناوری HTL از فرآیند FCC الهام گرفته است به‌نحوی که کراکینگ حرارتی با سرعت بالا و سوزاندن کک حاصله، از مزایای آن به‌شمار می‌رود. شماتیک فرآیند در شکل 9 نشان داده شده است.

در این فناوری چگالی و بهرهٔ محصول به ترتیب 19 درجه API و 89 درصد می‌باشد. ضریب پیچیدگی نلسون این فرآیند برابر با 6/5 تا 7/5 گزارش شده است. در جدول 5 نتیجهٔ یک نمونه آزمایش‌های این فناوری نشان داده شده است.

هزینهٔ احداث این فناوری برای ظرفیت‌های بیش‌تر از 20 هزار بشکه در روز برابر با 30 هزار دلار به ازای هر بشکه در روز گزارش شده است.

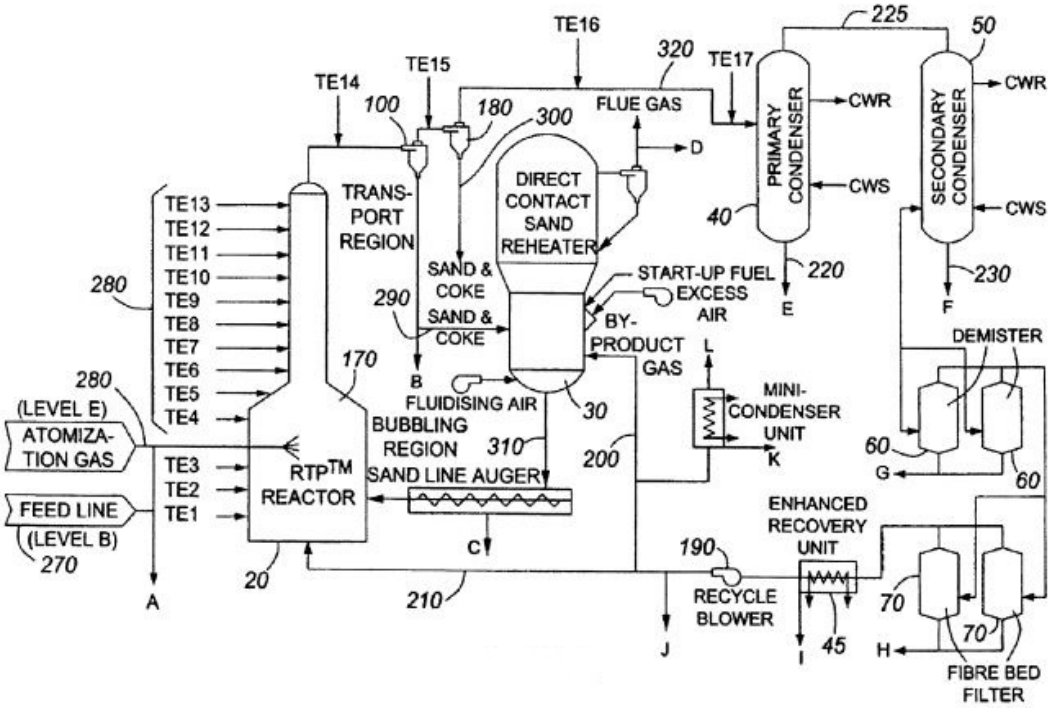
تکنولوژی DSU[16] شرکت Field Upgrading [12، 16-24]

این شرکت توسعهٔ فناوری ارتقاء را برای محدودهٔ وسیعی از قیر، باقیماندهٔ خلاء، نفت‌های سنگین و نفت کوره مدنظر قرار داده است. هدف اصلی این فناوری کاهش میزان سولفور در نفت کوره در جهت تامین سوخت مورد نیاز شناورها با توجه به قوانین زیست‌محیطیِ پیشِ رو می‌باشد.

این شرکت کانادایی با همکاری با شرکت Ceramatec آمریکا که یک شرکت دانش‌بنیان با هدف توسعهٔ فناوری‌های سرامیکی در صنایع انرژی می‌باشد، در حال توسعه فناوری ارتقاء باقی‌مانده DSUTM می‌باشد.

شرکت Field Upgrading با استفاده از مدیران بزرگ نفتی مراحل توسعه فناوری را با سرعت خوبی به انجام رسانده است. کارهای آزمایشگاهی در محدودهٔ سال‌های 2012 تا 2014 انجام پذیرفته است. پایلوت 10 بشکه در روز این فناوری در سال 2015 راه‌اندازی شده است. واحد نمایشی این فناوری به ظرفیت 2500 بشکه در روز براساس برنامهٔ زمان‌بندی در انتهای سال 2019 راه‌اندازی خواهد شد. با توجه به ماژولار بودن این فناوری، شرکت Field Upgrading راه‌اندازی واحد نمایشی را به‌عنوان اولین مرحله از تجاری‌سازی واحد صنعتی نیز اعلام نموده است.

16- DeSulfurization Unit



شکل 9. شمای فرآیند HTL [13].

جدول 5. نتیجه یک سری آزمایش با فناوری HTL [14].

	Extra Heavay oil	SCO
API	7.2	15.5
Viscosity @20°C.cSt	solid	215 cSt
Sulfur, wt%	3.3	2.8
Vacuum residue, vol%	55	16
Ni +V, ppm wt	540	130
Product yield, vol%	--	89
Crude Value, U.S.$/bbl	$52	$90

براساس مطالعات سازمان بین‌المللی دریانوردی، پایین‌ترین شدت آلودگی کربنی حاصل از انتقال کالا و مواد در بین روش‌های مختلف، انتقال با کشتی می‌باشد (شکل 10). با این حال و با توجه به انتقال حدود 90 درصد کالا و مواد با کشتی [22]، حمل‌ونقل دریایی سهم بسیار بالایی در آلودگی هوا دارد به نحوی که تنها آلودگی 15 کشتی عظیم‌الجثه بیش‌تر از آلودگی کل خودروهای موجود در کرۀ زمین (760 میلیون) می‌باشد [23]. لذا سازمان بین‌المللی دریانوردی قوانین سخت‌گیرانه‌تری را برای استفاده از سوخت در کشتی‌ها اعمال نموده است. براساس قوانین فعلی، میزان گوگرد مجاز در سوخت کشتی‌ها 3/5 درصد است که این میزان برای مناطق تحت کنترل آلودگی (ECA[17]) برابر با 0/1 درصد می‌باشد. براساس آخرین تصمیمات سازمان بین‌المللی دریانوردی، میزان گوگرد مجاز سوخت کشتی‌ها از ابتدای

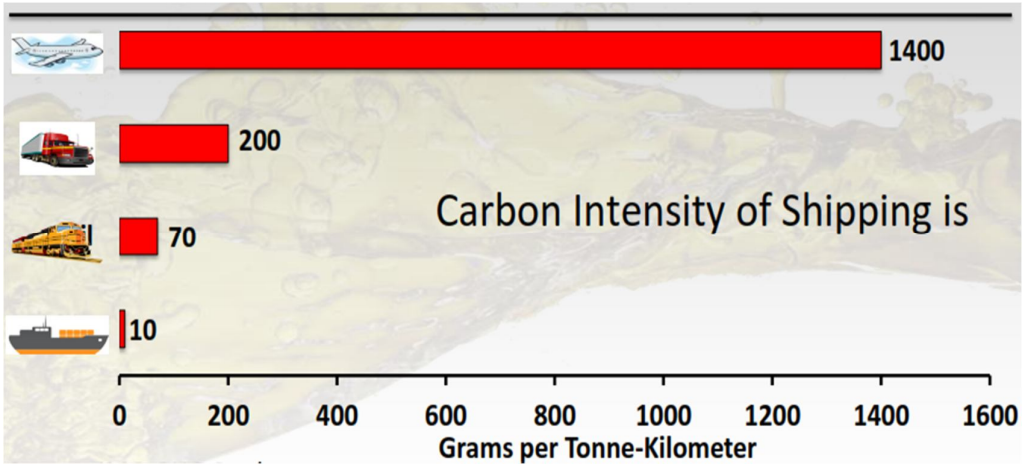
17- Emission Control Area

سال 2020 به ترتیب برابر با 0/5 درصد و 0/1 درصد برای کلیه راه‌های آبی و مناطق تحت کنترل آلودگی خواهد شد. بدین ترتیب، این الزام باعث مازاد تراز مصرف نفت کوره با درصد گوگرد بالای 0/5 درصد به میزان 3 میلیون بشکه در روز خواهد شد. از طرفی، تفاوت قیمت مابین نفت کوره با درصد گوگرد 3/5 درصد و MGO[۱۸] با درصد گوگرد زیر 0/1 درصد در حدود 50 درصد قیمت نفت خام برنت می‌باشد که تفاوت قیمتی بالایی می‌باشد.

در این فناوری، سدیم مذاب به همراه هیدروژن به خوراک افزوده شده و واکنش در محیطی غیرکاتالیستی انجام می‌پذیرد. نمودار جعبه‌ای فرآیند در شکل 11 نشان داده شده است. واکنش در دما و فشار بالا انجام می‌شود. در رقابت بین هیدروژن و سدیم برای اتصال به اتم‌های گوگرد آزادشده، سدیم و گوگرد راحت‌تر واکنش می‌دهند و لذا سولفیدسدیم سریع‌تر از سولفیدهیدروژن تشکیل می‌شود. مادهٔ جامد تشکیل‌شده به علت چگالی بالاتر از نفت ته‌نشین می‌شود. سولفیدسدیم پس از حل شدن در ماده‌ای قطبی برای جداسازی راهی سلول‌های بازیابی الکترولیتی می‌شوند. گوگرد به‌عنوان محصول جانبی استحصال و سدیم به چرخهٔ فرآیند بازمی‌گردد. پس از جداسازی سولفیدسدیم، فلزات موجود در خوراک نیز بازیابی می‌گردند.

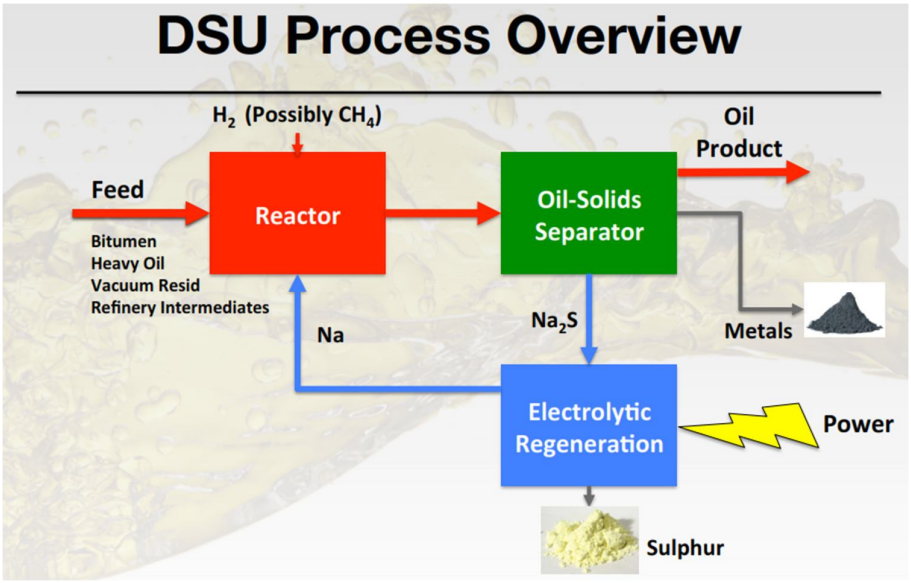
نتایج آزمایش بر روی سه خوراک مختلف در جدول 6 نشان داده شده است. مشاهده می‌گردد این فناوری قادر است میزان گوگرد را به زیر 0/5 درصد (سطح استانداردهای مورد نیاز برای استفاده در کشتی‌ها در سال 2020) برساند. از طرفی، میزان ویسکوزیتهٔ محصول نیز تا حد زیادی کاهش پیدا کرده و می‌تواند با خط لوله انتقال یابد. بازده محصول در این فناوری حداقل 97 درصد گزارش شده است. کاهش چگالی مابین 6 و 9 درجه API وابسته به نوع خوراک می‌باشد. ضریب پیچیدگی نلسون این فرآیند 6/5 گزارش شده است.

هزینهٔ احداث پایلوت 10 بشکه در روز این فناوری در منابع مختلف، متفاوت و از طرفی بسیار بالا گزارش شده است که صحت اطلاعات ارائه شده را زیر سوال می‌برد (18 میلیون دلار و 35 میلیون دلار [16 و 17]). هزینهٔ احداث واحد صنعتی این فناوری ما بین 20 تا 40 هزار دلار به ازای هر بشکه در روز خوراک گزارش شده است. ادعای عدم تغییر هزینه احداث با تغییر ظرفیت به واسطهٔ ماژولار بودن این فناوری از دیگر مزیت‌های آن است.



شکل 10. شدت آلودگی کربنی انواع روش‌های انتقال کالا [24].

18- Maritime Gas Oil



شکل 11. نمودار جعبه‌ای فرآیند DSU

جدول 6. نتایج آزمایش‌های فناوری DSU بر روی سه خوراک مختلف

Property	Vacuum Residue Blend	DSU™ Product	Heavy Bottoms Blend	DSU™ Product	Rae Bitume	DSU™ Product
Product Yield (vol %)		97		97		98+
API Gravity	12.4	19.0	6.9	14.3	8.3	17.8
Sulphur (wt %)	2.1	0.06	2.5	0.08	4.5	0.05
Ashphaltenes C_7 (wt %)	8.4	1.7	7.7	3.9	10.7	<1
Heavy Metals (wppm)	122	1	113	<1	289	5
Resid Cut 542^+ C (wt %)	61.8%	43.8%	48.3%	36.3%	49.8%	35.0%
Viscosity @ 50°C (cSt)	807	235	9988	472	2,871,000	568
Na Residual (ppm)	55	45	18	20	18	11
Stability	3	5	<1	5	-	5

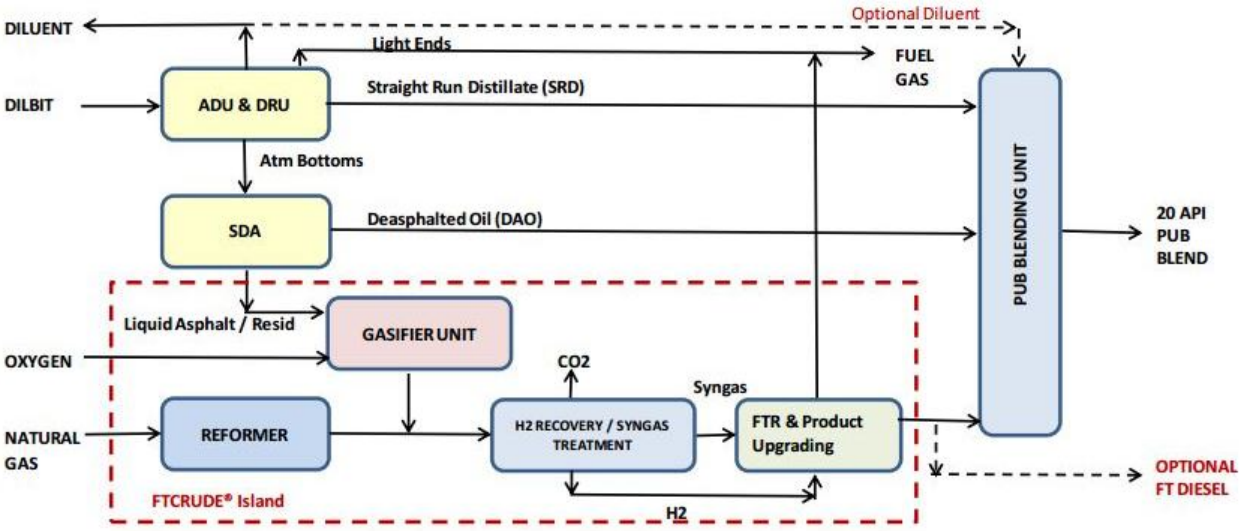
تکنولوژی FT CRUDE شرکت Expander Energy [12، 25-27]

شرکت Expander Energy یک شرکت توسعه فناوری می‌باشد که در زمینهٔ ارتقاء قیر حاصل از ماسه نفت‌ها فناوری FT CRUDE را ارائه می‌نماید. این شرکت فناوری FT CRUDE را با مشارکت Saskatchewan Research Council برای انجام تست‌های پایلوتی در دست توسعه دارد. اطلاعات زیادی در رابطه با سابقهٔ این شرکت و مراحل انجام کار پایلوتی در دسترس نمی‌باشد که می‌تواند به این علت باشد که فناوری FT CRUDE از هم‌افزایی فناوری‌های موجود به دست آمده است. دیاگرام جعبه‌ای فرآیند در شکل 12 نشان داده شده است. دراین فرآیند از ادغام فرآیندهای حذف آسفالتین با حلال، گازدهی به آسفالتین و فیشر تروپش، نفت سنتزی با درجهٔ API حدود 20 تولید می‌شود. فرآیند فیشر تروپش به‌صورت صنعتی در نقاط مختلف دنیا در حال کار می‌باشد. فرآیند گازدهی به آسفالتین نیز در واحد ارتقاء کامل شرکت Nexens در Long Lake به‌صورت صنعتی در حال کار می‌باشد [27]. از مزیت‌های این

فناوری عدم تولید محصول اضافی می‌باشد به نحوی که حتی آسفالتین موجود در قیر نیز به محصولات با ارزش تبدیل می‌شود.

بهرهٔ حجمی این فرآیند حدود 121 تا 137 درصد گزارش شده است. ضریب پیچیدگی نلسون این فرآیند 15-13 تخمین زده شده است که نشان‌دهندهٔ هزینهٔ بالای احداث این واحد می‌باشد.

چندین نمونه از محصولات این فرآیند در جدول 7 نشان داده شده است. این شرکت ادعا دارد فناوری FT CRUDE قادر است محصول مورد نیاز بازار مصرف را با تغییر در نسبت‌های اختلاط تولید نماید.



شکل ۱۲. دیاگرام جعبه‌ای فرآیند FT CRUDE [۲۵].

در این جدول، محصولات PUB1 و PUB2 استانداردهای انتقال با خط لوله را رعایت می‌نمایند و لذا برای انتقال با خط لوله مناسب می‌باشند. اگر هدف انتقال با خط آهن باشد، محصول براساس اختلاط با نسبت‌های داده شده در ستون Rail/Marine blend می‌تواند تهیه شود. نتایج اختلاط محصولات آسفالت‌زدایی با حلال و دیلبیت (عدم استفاده از محصول فیشر تروپش در اختلاط نهایی) در ستون آخر نشان داده شده است. مشاهده می‌گردد در این حالت محصول خروجی از ظرف اختلاط برای انتقال با خط لوله مناسب نمی‌باشد.

اطلاعات اقتصادی این فناوری در مراجع مختلف هم‌خوانی زیادی با هم ندارد. هزینهٔ احداث این فناوری برای یک واحد 50,000 بشکه در روز در دو سناریو معادل 4 و 6/4 میلیارد دلار کانادا محاسبه شده است (با در نظر گرفتن هزینه‌های احداث واحدهای جانبی مورد نیاز) که معادل سرمایه‌گذاری 65 تا 85 هزار دلار به ازای هر بشکه نفت سنتزی می‌باشد [26]. در محاسبات دیگری توسط این شرکت، هزینهٔ سرمایه‌گذاری برای یک واحد 100 هزار بشکه‌ای معادل 6/2 میلیارد دلار تخمین زده شده است (26,000 دلار به ازای هر بشکه) [25]. در این محاسبات با فرض قیمت 50 دلار به ازای هر بشکه برای نفت WTI[۱۹]، نرخ بازگشت سرمایه داخلی (IRR[۲۰]) بالای 20 درصد محاسبه شده است.

19- West Texas Intermediate
20- Internal Rate of Return

جدول 7. مشخصات محصول فرآیند FT CRUDE در حالت‌های مختلف اختلاط [25].

.	Dilbit as Received	Pipeline Dilbit	PUB 1 Blend	PUB 2 Blend	Rail/ Marine Blend	Deashphalted Dilbit
Components (wt %)						
Deashphalted Oil			46.9	43.9	26.9	48.2
Straight run Distillate			21.6	21.4	12.5	22.2
FT Sample			31.5	34.6	18.1	
Diluent (additional)	17.5	18				29.7
Raw Bitumen	82.5				42.6	
Dilbit		82				
Total	100	100	100	100	100	100
Properties						
Viscosity cP at 10°C	11600	338	383	225	16176	909
Viscosity cP at 30°C	1740	102	122	68	2475	237
Density kg/m3 at 10°C	967.9	928	921.8	910	970.6	949.1
API Gravity	14.7	20.9	22	24	14.3	18
Sulfur (wt %)	4.70	3.87	3.19	2.92	4.34	3.44
Asphaltenes (C_5 Solvent, wt %)	18.30	16.60	5.66	4.74	9.82	2.94
MCR (wt %)	12.90	11.42	6.01	6.23	7.02	5.57
Nickle (mg/kg)	73	63	30	28	47	14
Vanadium (mg/kg)	190	170	78	75	126	35
Distillation (°F)						
IBP	36	1	28	0	60	17
50%	557	443	420	398	484	439
80%	n/a	608	588	577	616	595
FBP	n/a	741	738	738	741	739

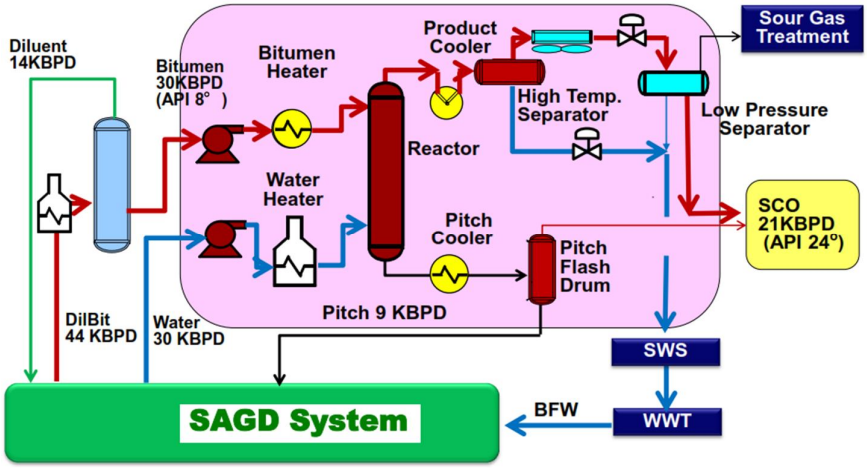
تکنولوژی SCWC[۲۱] شرکت JGC [12، 29-31]

شرکت JGC به‌عنوان یک شرکت مهندسی و اجرا توسعه فناوری SCWC را از ابتدای سال 2006 میلادی شروع کرده است. اساس این فناوری بر استفاده از قدرت شکست آب در شرایط فوق بحرانی می‌باشد. آب فوق بحرانی با نفوذ به داخل ذرات آسفالتین باعث شکست حرارتی شده، هم‌چنین از پلیمریزاسیون آسفالتین‌ها و تولید کک جلوگیری می‌کند. این شرکت برای توسعه فناوری به ترتیب از یک رآکتور 0/15 بشکه در روز به‌صورت ناپیوسته و یک پایلوت پیوستهٔ 5 بشکه در روز استفاده می‌نماید. پایلوت در سال 2015 در ایالت آلبرتای کانادا راه‌اندازی شده است و ساخت یک واحد نمایشی به ظرفیت دو هزار بشکه در روز در حال انجام است. نمودار جعبه‌ای فرآیند برای یک واحد 30 هزار بشکه در روز در شکل 13 نشان داده شده است. بهرهٔ حجمی این فرآیند با احتساب محصول pitch برابر با 101 درصد گزارش شده است. این درحالی‌ست که بهرهٔ تولید نفت سنتزی معادل 70 درصد می‌باشد. نفت سنتزی تولیدی دارای چگالی معادل API 24 می‌باشد.

ضریب پیچیدگی نلسون برای این فناوری حدود 4 تا 5 گزارش شده است. شکل 14 مشخصات محصولات بالایی و پایینی از رآکتور را در این فناوری نشان می‌دهد. حدود 76 درصد از محصول تولیدی به بالای رآکتور منتقل می‌شود،

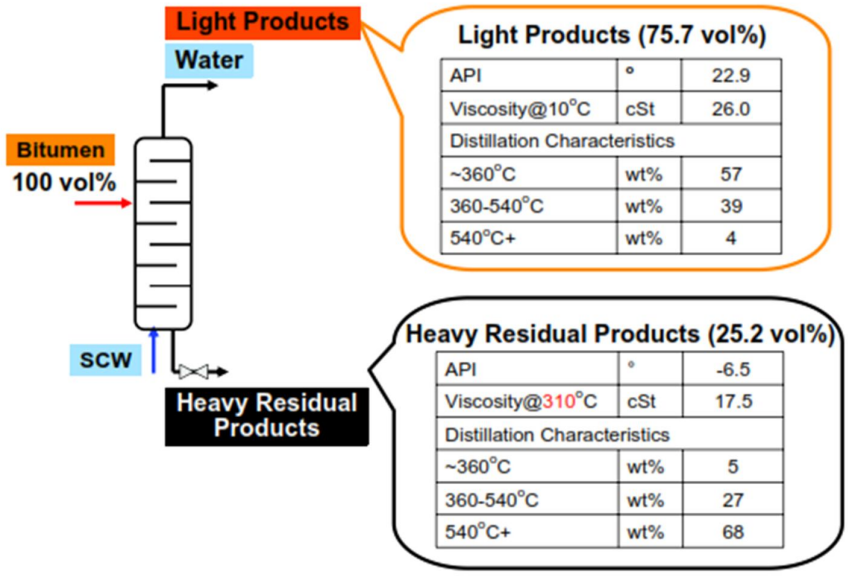
21- Super Critical Water Cracking

درحالی‌که وزن مخصوص محصول خروجی از پایین رآکتور برابر با 1/132 می‌باشد. این محصول پس از جداسازی گازهای سبک به‌عنوان سوخت در چرخه برداشت ماسهٔ نفتی مورد استفاده قرار می‌گیرد.

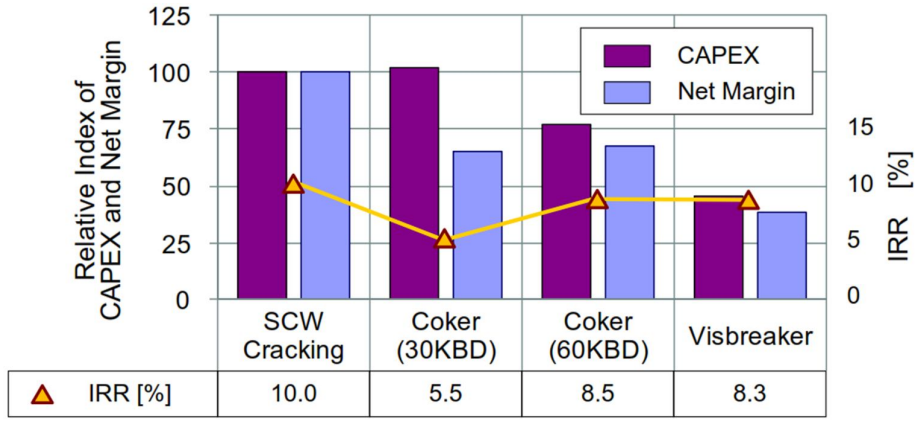


شکل 13. نمودار جعبه‌ای واحد 30,000 بشکه در روز SCWC [30]

اطلاعات اقتصادی این فناوری به‌صورت محدود ارائه شده است. در شکل 15 مقایسه احداث یک واحد 30 هزار بشکه‌ای از این فناوری با فناوری‌های ککینگ تاخیری و ویسبریکر ارائه شده است.



شکل 14. مشخصات محصولات خروجی از رآکتور در فناوری SCWC [30].



شکل 15. مقایسهٔ اقتصادی فناوری SCWC با فناوری‌های صنعتی [30].

فناوری Jetshear شرکت Fractal Systems [32-34]

این فرآیند به‌طور هم‌زمان از شکست حرارتی و هم‌چنین کاویتاسیون برای سبک‌سازی قیر حاصل از ماسه‌نفت‌ها استفاده می‌نماید. دیاگرام فرآیندی در شکل 16 نشان داده شده است. این شرکت مطالعات توسعهٔ فناوری خود را با توسعهٔ پایلوت‌هایی با ظرفیت 1 تا 30 بشکه در روز آغاز نمود. پس از پایان مطالعات اولیه فوق در سال 2009، پایلوت 300 بشکه در روز فناوری در سال 2010 راه‌اندازی گردید. واحد 1000 بشکه در روز در شهر Provost ایالت آلبرتا در آوریل 2014 راه‌اندازی شد و تست‌های لازم طی یک‌سال در این واحد انجام پذیرفت. اهداف راه‌اندازی این واحد نمایشی عبارت بودند از:

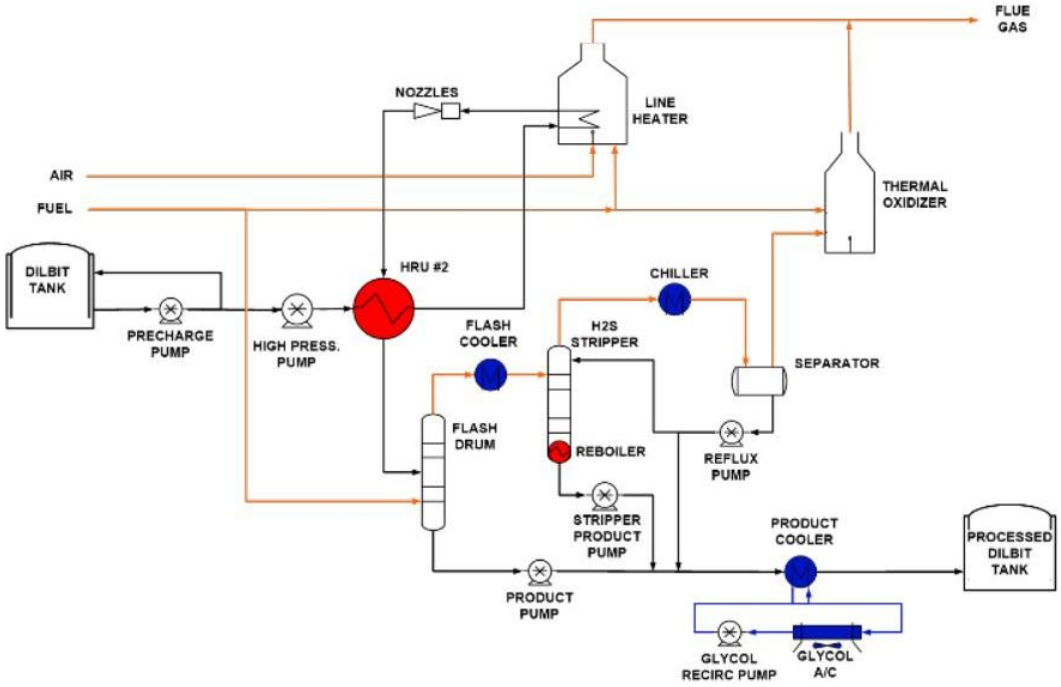
الف. کسب نتایج مورد نیاز فرآیندی با استفاده از نازل‌های صنعتی 500 بشکه در روز

ب. بررسی عملکرد نازل‌ها با گذشت زمان

ج. بررسی حصول کارکرد و ظرفیت مورد نظر بدون وقوع پیشامدهای ایمنی و محیط‌زیستی

د. تولید محصول با برخی پارامترهای فرآیندی از پیش تعیین‌شده (پایداری محصول؛ میزان H_2S، اسیدیته و بهره)

این واحد نمایشی در طی یک سال فعالیت خود حدود 100 هزار بشکه انواع قیر دیلبیتی را فرآورش نموده است.



شکل 16. نمودار شماتیک فرآیند JetShear [34].

مشخصات کلی محصول واحد نمایشی در جدول 8 نشان داده شده و بهرهٔ محصول این فناوری معادل 100 درصد گزارش شده است.

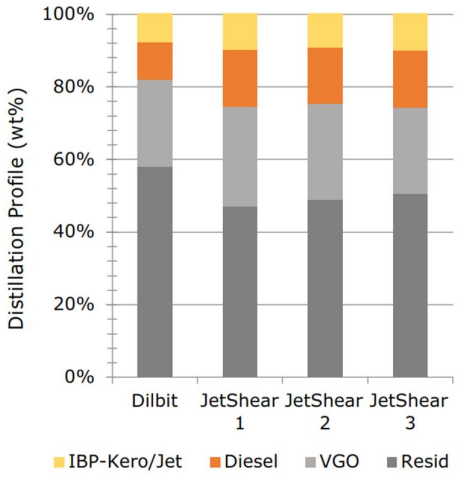
جدول 8. مشخصات کلی محصول در واحد نمایشی فناوری JetShear [34].

Category	Measure	Target	Actual
HSE	Lost time injuries	0	0
Performance	Yield	≥ 98 (wt %)	> 98 (wt %)
	Material balance closure	-1%	-1%
Product quality	Diluents displacement	≥ 40%	~ 42%
	TAN reduction	≥ 15%	>15%
	Stability (P-Value)	≥ 1.5	>1.5

مطالعات واحد نمایشی نشان می‌دهد گرچه تشدید شرایط عملیاتی، گران‌رَوی و چگالی بهبود می‌یابند اما این تشدید شرایط به‌واسطهٔ محدودیت‌های پایداری و میزان الفین در محصول نهایی محدود می‌باشد. نتایج کنونی این فناوری نشان‌دهندهٔ کاهش مصرف حلال رقیق‌کننده به میزان 45 درصد می‌باشد که تصحیحات بر روی واحد نمایشی برای حصول به میزان کاهش 60 درصد در حلال مورد نیاز برای انتقال در حال انجام می‌باشد. در شکل 17 توزیع نقطه جوش محصول فرآیند در سه حالت مختلف ارائه و با قیر دیلبیت مقایسه شده است. براساس این شکل، میزان مواد سبک در محصول خروجی افزایش یافته و میزان باقیماندهٔ سنگین کاهش می‌یابد. موجود نمی باشد.

در رابطه با این فناوری و تاثیر کاویتاسیون در افزایش شکست اطلاعاتی موجود نمی‌باشد. همان‌طور که مشخص است گرچه این فناوری به‌واسطهٔ واحدهای مختلف پایلوتی و نمایشی، جزء فناوری‌هایی است که بر اطلاعات زیادی استوار

گشته، اما کمبود ارائهٔ اطلاعات فرآیندی در مراجع، باز هم نشان‌دهندهٔ آشنایی توسعه‌دهندگان فناوری با خطرات انتشار اضافی اطلاعات می‌باشد.



شکل 17 مشخصات محصول فرآیند Jetshear

نتیجه‌گیری

ماسهٔ نفتی یکی از منابع سرشار انرژی می‌باشد که طی چند سال گذشته استخراج آن علی‌الخصوص در کشور کانادا عواید زیادی را برای این کشور داشته است. قیر استحصالی از ماسهٔ نفتی چگالی و گران‌رَوی بالایی دارد که برای انتقال به روش‌های عادی با حجم زیادی از حلال مخلوط می‌گردد. طی چندین سال گذشته، تعداد زیادی از شرکت‌های توسعه دهندهٔ فناوری بر روی فناوری‌های جدید کاهش چگالی و گران‌رَوی بدون نیاز به حلال و یا با کاهش استفاده از حلال کار کرده‌اند. با توجه به شباهت خواص قیر حاصل از ماسهٔ نفتی با باقی‌ماندهٔ خلاء، همچنین فعالیت‌های پژوهشی در حال انجام در کشور و نیاز پالایشگاه‌های کشور به فناوری‌های ارتقاء باقی‌مانده خلاء، در این مقاله روند توسعه فناوری‌های ارتقای جزئی بررسی شده است.

ضمن مروری اجمالی بر روش‌های استحصال قیر حاصل از ماسه نفتی، فناوری‌های ارتقاء جزئی مختلف به‌صورت کامل مورد بررسی قرار گرفت. خلاصهٔ اطلاعات فنی روش‌های مورد بررسی در جدول 9 ارائه شده است. به‌صورت خلاصه می‌توان در رابطه با روش‌های ارتقاء جزئی (ارایه شده تاکنون) گفت:

1. هیچ‌کدام از روش‌های در حال توسعه از روش‌های کاتالیستی استفاده نمی‌نمایند.
2. تمامی روش‌ها قیر حاصل ازماسهٔ نفتی را به مشخصات مورد نیاز خط لوله شامل چگالی و گران‌رَوی مورد نیاز می‌رسانند.
3. تمامی فرآیندهای در حال توسعه ازکراکینگ حرارتی استفاده می‌نمایند.
4. تنها فرآیند DSU از هیدروژن استفاده می‌نماید.
5. بهرهٔ محصول بین 70 تا 137 درصد گزارش شده است.
6. در بین فرآیندهای بررسی‌شده، فرآیند JetShear از لحاظ توسعهٔ پایلوتی، قراردادهای صنعتی، روش نوآورانه و کوچک‌سازی رآکتور پیشتاز فرآیند صنعتی شدن می‌باشد.

7. حجم اطلاعات کسب‌شده و ارائه‌شده در مراجع باز از مطالعات آزمایشگاهی و پایلوتی فناوری HI-Q بیش‌ترین در بین فناوری‌های ارائه‌شده می‌باشد.
8. از آنجا که هیچ‌کدام از این فناوری‌ها به مرحله صنعتی نرسیده‌اند، لذا اطلاعات اقتصادی فرآیندها در دسترس نمی‌باشد. از طرفی، شرکت‌ها بنا به ماهیت سری بودن اطلاعات تحقیق و توسعه، گاهی اطلاعات متفاوتی را در رابطه با اقتصاد پایلوت‌ها و دموها ارایه کرده‌اند که بررسی اقتصادی این فرآیندها را ناممکن می‌سازد.

توسعهٔ فناوری‌های ارتقای جزئی از بعد دیگری نیز در این مقاله مورد توجه قرار گرفت. بررسی تاریخچه شرکت‌های فوق‌الذکر نشان می‌دهد توسعهٔ فناوری‌های بررسی شده تا کنون در بیش‌ترین و کم‌ترین حالات به ترتیب مابین حداقل 19 سال (فناوری VHTL) و 5 سال (فناوری DSU) به طول انجامیده است. این درحالی‌ست که هیچ‌کدام از روش‌های در حال توسعه تاکنون صنعتی نشده‌اند. این نکته از جهتی می‌تواند بیش‌تر مورد توجه قرار گیرد که توجه شود توسعهٔ این روش‌ها توسط شرکت‌های بین‌المللی و در کشورهای توسعه یافته در حال انجام است. از جنبه‌ای دیگر، این شرکت‌های پیش‌رو که اغلب منابع چندین میلیارد دلاری ماسه‌نفت‌های کانادا را نیز در تملک خود دارند و از آن‌ها نیز به روش حمل با حلال بهره‌برداری می‌کنند؛ نسبت به تفاوت بین ارزش افزودهٔ توسعهٔ یک فناوری جدید با توسعهٔ یک مخزن ماسهٔ نفتی کاملا آگاهی دارند. آن‌ها که برای توسعهٔ یک مخزن، ساخت تاسیسات سرچاهی و پالایش قیر حاصل از ماسهٔ نفتی بیش از چند سال وقت صرف نمی‌کنند، برای توسعهٔ یک فناوری میلیون‌ها دلار پول و سال‌های سال زمان را هزینه می‌کنند. این امر ضرورت توجه محققان، مدیران موسسات تحقیقاتی و از همه مهم‌تر کارشناسان و مدیران صنایع نفت ما را به تمایز بین ارزش توسعهٔ فناوری با اجرای فناوری‌های اثبات شده دوچندان می‌نماید.

جدول 9. مقایسهٔ روش‌های مختلف ارتقای جزئی قیر حاصل از ماسهٔ نفتی

ردیف	نام فناوری	شرکت توسعه‌دهنده	مبنای فناوری	بهرهٔ محصول (درصد)	دانسیتهٔ محصول (API)	ویسکوزیتهٔ محصول
1	HI-Q	MEG	Thermal cracking-Solvent De-Asphalting	88-90	20	58.5 cSt
2	VHTL	FLUID OIL	High speed thermal cracking	89	19	215cSt @20 C
3	DSU	Field Upgrading	Hydrogen addition, non catalytic	97	19	235-568 cSt (50 C)
4	FT Crude	Expander Energy	SDA, Gasification, FT	121-137	22-24	68-122 cP (30 C)
5	SCWC	JGC	Super Critical Water Cracking	70	24	26 cSt (10 C)
6	JetShear	Fractal Systems	Thermal Cracking & Cavitation	100	Not Reported	Not Reported

منابع

[1] BP Statistical Review of World Energy; June 2016
[2] National Energy Board, Estimated Production of Canadian Crude Oil and Equivalent; https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndptrlmprdct/stt/stmtdprdctn-eng.html; Retrieved 3 Feb 2017
[3] Alberta Energy Regulator, ST3: Alberta Energy Resource Industries Monthly Statistics, http://www.aer.ca/data-and-publications/statistical-reports/st3; Retrieved 12 June 2017
[4] Alberta Energy; http://www.energy.alberta.ca/OilSands/791.asp; retrieved March 7, 2017
[5] de Klerk, A.; Gray, M. R.; Zerpa, N. Unconventional oil and gas: Oilsands; Future energy; 2nd edition; 2014
[6] Exploring Oil Sands Science - Part I & II; Youtube video; by Natural Resources Canada
[7] Process Animation - Athabasca Oil Sands Project;
https://www.youtube.com/watch?v=Dx1jOD-V8mc; Retrieved 12 June 2017
[8] MEG/WRI's Partial Bitumen Upgrader Project – Adding Value to MEG and Alberta; Wyoming Infrastructure Authority; http://wyia.org/wp-content/uploads/2015/02/don-collins.pdf; Retrieved 20 March 2017
[9] SDTC Success Story; https://www.sdtc.ca/sites/default/files/megenergy_english_web.pdf; Retrieved 20 March 2017
[10] Corscadden, T. (2012). MEG HI-Q: Cost-effective bitumen conversion. AI-EES Technology Talk.Link:http://www.ai-ees.ca/wp
content/uploads/2016/03/14_corscadden_tom_energy_technologies.pdf
[11] U.S. firm claims it has unlocked key to partial upgrading; Gary Lamphier; Edmonton Journal; Apr 22, 2016
[12] PUBLIC-INTEREST BENEFIT EVALUATION OF PARTIAL-UPGRADING TECHNOLOGY; G. Kent Fellows, Robert Mansell, Ronald Schlenker and Jennifer Winter; SPP Research Papers, Volume 10, Issue 1, January 2017
[13] Methods and systems for producing reduced resid and bottomless products from heavy hydrocarbon feedstocks; European Patent; EP 1 970 427 A3
[14] A New Look at Heavy Oil; Carlos A. Cabrera;
http://www.oilandgascouncil.com/sites/default/files/files/Ivanhoe درصد20Energy_0.pdf;
Retrieved 30 March 2017
[15] Ivanhoe Energy's HTL technology partner, Ensyn, completes alliance for second-generation biomass technology with a world leader in refining processes;
http://www.prnewswire.com/news-releases/ivanhoe-energys-htl-technology-partner-ensyn-completes-alliance-for-second-generation-biomass-technology-with-a-world-leader-in-refining-processes-61952222.html; Retrieved 30 March 2017
[16] New Technology for Heavy Oil Desulphurization and Upgrading "DSU"; IBIA Annual Convention; November 4, 2014
[17] http://www.fieldupgrading.com/announcements/5894ae95ea3c18079e4c3ff5; Retrieved 6 April 2017
[18] Processing Refinery Bottoms into Desulfurized Marine Fuel Utilizing the DSU™ Process; John H. Gordon; http://www.fieldupgrading.com; Retrieved 07 Apr 2017

[19] Technology for the De-Sulphurization and Upgrading (DSU) of Bitumen, Vacuum Residue and Asphaltenes; Canadian Heavy Oil Conference; Nov. 3-4, 2014; Calgary, AB, Canada
[20] DESULPHURIZING & UPGADING THE BOTTOM OF THE BARREL; World Heavy Oil Congress 2015; Edmonton, AB, Canada
[21] Converting Refinery Bottoms to Valuable Low Sulfur Bunker Fuel for the Shipping Industry; John Gordon, Neil Camarta; World Heavy Oil Congress 2016; Calgary, AB, Canada
[22] https://business.un.org/en/entities/13; retrieved 11 April 2017
[23] Health risks of shipping pollution have been 'underestimated'; The Guardian; 9 April 2009; https://www.theguardian.com/environment/2009/apr/09/shipping-pollution; Retrieved 11 April 2017
[24] The DSU Process, a Global Opportunity; http://industrialheartland.com/wp-content/uploads/2017/01/Field-Upgrading.pdf; Retrieved 12 April 2017
[25] Bitumen Partial and Targeted Upgrading: the Next Step; Wagner J., Kresnyak S., World Heavy Oil Congress; March 24-26, 2015; Edmonton, Canada
[26] Convert heavy oil residue into synthetic fuel; Kresnyak S., Price S., Wagner J.; Hydrocarbon processing; March 2014; 91-95
[27] GASIFICATION IN THE CANADIAN OIL SANDS: THE LONG LAKE INTEGRATED UPGRADING PROJECT; Rettger P.; GASIFICATION TECHNOLOGIES; October 3 - 6, 2004; Washington, USA
[28] Has the time for partial upgrading of heavy oil and bitumen arrived? Colyar J.; PTQ, Q4, 2009, 43-56
[29] Supercritical water cracking technology;
http://www.albertacanada.com/japan/documents/JGC.pdf; Retrieved 3 May 2017
[30] Upgrading of bitumen by using supercritical water; Kayukawa T.; 5th NCUT upgrading and refining conference; Sep 14-16, 2009; Edmonton, AB, Canada
[31] Pilot Plant Testing of SCWC Technology Launched in Canada; http://www.jgc.com/en/DisplayHtml/view/100; Retrieved 5 May 2017
[32] JetShear poised for commercial applications; http://fractalsys.com/commercialization/; Retrieved 5 June 2017
[33] The Science of JetShear; http://fractalsys.com/science/; Retrieved 5 June 2017
[34] Field Demonstration Results of a Novel Cavitation Technology that Dramatically Reduces Diluent Required for Transportation and Improves Heavy Oil and Bitumen Properties; Edwin J. Veith, Michel Chornet; World Heavy Oil Congress 2016; Calgary, Ab, Canada; 6-9 Sep. 2016