

О ТРУДНОМ ПУТИ ОТ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ К ХОРОШЕМУ БИТУМУ

А. М. ИСАКОВ,
руководитель направления «Битумные материалы» ООО «Ярославский
опытно-промышленный нефтемазос завод им. Д. И. Менделеева»

ВЯЖУЩИЕ МАТЕРИАЛЫ ИЗ ТЯЖЕЛЫХ НАФТЕНОВЫХ НЕФТЕЙ В РОССИИ — ТОЛЬКО РАЗГОВОРЫ ИЛИ РЕАЛЬНОСТЬ? ЭТОТ ВОПРОС, УЖЕ НАБИВШИЙ ОСКОМИНУ НЕ ТОЛЬКО ЛЮДЯМ, НЕПОСРЕДСТВЕННО НАХОДЯЩИМСЯ В ТЕМЕ УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА ВЯЖУЩИХ, НО И ВСЕМ, КТО ТАК ИЛИ ИНАЧЕ ИМЕЕТ С НИМИ ДЕЛО, НЕЛЬЗЯ РЕШИТЬ ЩЕЛЧКОМ ПАЛЬЦЕВ И ВЗМАХОМ ВОЛШЕБНОЙ ПАЛОЧКИ.

ПРОБЛЕМЫ ПОСТАВОК И ПЕРЕРАБОТКИ

Технологические режимы переработки нефти, на которых сейчас работают все ведущие НПЗ российских ВИНКов, уже давно и прочно отработаны, и не только по групповому составу получаемой нефти, но и по способам ее переработки. То есть получить тяжелую нефть с плотностью выше 0,87 г/см³ по трубопроводной системе не то чтобы нельзя, просто ее надо будет разбавлять более легкими сортами, снижая плотность до допустимой для прокачки, а это кардинально изменит и получаемые темные нефтепродукты выхода с вакуумного блока АВТ.

Получать тяжелую нефть, однако, можно также по железной дороге — и компаундировать ее уже непосредственно на базе товарно-сырьевого производства НПЗ, но это влечет за собой капитальные вложения в строительство/реконструкцию эстакад слива нефти, которые если и были на производстве, но уже давно не используются. Ведь сейчас сырье практически на 100% приходит по трубе, за исключением буквально двух-трех крупных НПЗ, которые получают по ж/д газовый конденсат. Это, однако, само по себе диаметрально противоположно процессу получения качественных вяжущих материалов. Эстакады, приспособленные под слив газового конденсата, не смогут работать на сливе нефти с плотностью выше чем 0,9 г/см³ без дополнительной доработки.

К слову, если учесть, что производство вяжущих материалов для дорожного строительства суммарно составляет 3-3,5% от общего объема выпускаемых нефтепродуктов, то здесь, как говорится, овчинка не стоит выделки. Поэтому не стоит ждать от ВИНКов быстрого решения данной проблемы. Даже если вдруг завтра в приказном порядке НПЗ (и только тем, которые функционируют с

государственным участием), будет приказано «повысить качество выпускаемых битумов», и они, попросив дотации из бюджета, сразу приступят к реализации данной программы, то результат, по самым оптимистичным прогнозам, мы увидим не ранее чем через три года.

Разработанными месторождениями сверхвязкой нефти, доказанно пригодными для производства качественных вяжущих материалов (далее — КВМ), на сегодняшний день обладают ПАО «ЛУКОЙЛ» (Ярегское месторождение) и ПАО «Татнефть» (Ашальчинское месторождение). И, соответственно, по логике существования ВИНКов, только они, в рамках своей структуры, могут максимально экономически эффективно перерабатывать свое сырье для производства КВМ. Как только встанет вопрос переработки нефти ЛУКОЙЛа и Татнефти на НПЗ Роснефти или «Газпром нефти», то тут же встанет вопрос ее продажи от одного другому — и тут будут оперировать мировыми ценами. То есть при работе со сторонними производителями придется столкнуться с определенными трудностями.

Прибавьте к этому, что для правильной переработки тяжелой нефти в КВМ по факту надо создавать параллельное основное производство, желательное без смешения с основным, иначе все это практически не имеет смысла. Будет, конечно, незначительное улучшение группового состава, но не настолько, насколько в итоге окупятся требуемые капиталовложения и изменение технологических регламентов крупных предприятий.

ШВЕДСКИЙ ОПЫТ

Очень показательным в данном случае является опыт известной компании Nynas, которой пришлось кардинально пересмотреть подход к сырьевой корзине, чтобы

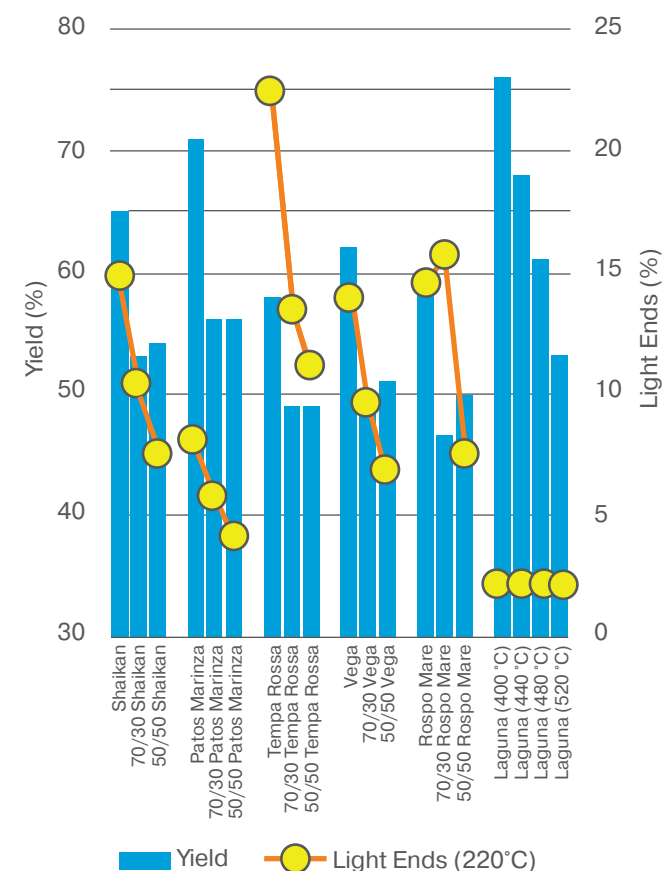


Рис. 1. Пример сравнения нефти Laguna при разной глубине вакуума (крайний справа) с нефтями и компаундами 30% и 50% нефтей Европы и Ближнего востока. (Голубые полосы это выход темного остатка При 500 °C +, желтые точки это легкие фракции < 220 °C.

выйти на хотя бы близкие показатели для своей продукции, которую они выпускали, пока нефть с венесуэльского месторождения Laguna не попала под санкции в 2018 году. Особо отмечу, что предприятие после этого сменило владельцев. В аналитических отчетах Nynas по «Crude Flexibility. Options to increase potential crudes.23/03/2020 (Сырьевая гибкость. Варианты повышения сырьевого потенциала)» прямым текстом говорится: «Изменение сырьевого ассортимента имеет эффект домино. Влечет за собой изменение технологии и инфраструктуры, свойств получаемого продукта, значительные экономические аспекты». В числе основных моментов сложности перехода на иной состав сырья приводится следующее:

1. Более низкие температуры вспышки требуют других емкостей для хранения нефти.
2. Разные виды сырой нефти могут давать разные типы дистиллятов, которые могут влиять на характеристики обогащения нафтен.

3. Необходимость компаундирования сырья влияет на парк хранения (необходимость хранения нескольких видов сырья, а также затраты на сам процесс компаундирования и контроля за ним).

4. Разные сорта сырья придают битуму разные свойства и требуют получения более сложных смесей.

5. Изменение свойств сырья ведет к изменению свойств гидроочищенных базовых масел.

Nynas для достижения статуса производителя лучших вяжущих материалов и нафтенных масел перепробовал нефти с месторождений всего мира, в том числе и знаменитую Ярегскую нефть, но отказался из-за сложностей в логистике. Компания выработала свой, непростой подход к оценке сырья, который заключается в определенном соотношении динамической вязкости при 135 °C, вакуумного остатка при 400 °C и 500 °C, пентрации при 25 °C этих остатков и выхода легких фракций с температурой кипения < 220 °C. Идеальной в компании по-прежнему считается нефть Laguna с Венесуэлы, под которую Nynas сейчас и компаундирует получаемое сырье. Одним из компонентов для него, на сегодняшний день, является мазут марки М-100 одного из российских НПЗ, который используют как компонент, «утяжеляющий» более легкие нефти, снижающий выход светлых фракций и повышающий выход тяжелых остатков, а также улучшающий работу вакуумного блока.

Из российских нефтей с плотностью выше 0,9 г/см³ под требования Nynas очень хорошо подходит сырье Ярегского и Ашальчинского месторождений (причем, на мой взгляд, Ашальчинская нефть для КВМ подходит немного лучше).

РОССИЙСКОЕ ДОСТИЖЕНИЕ

В РФ уже начата работа по использованию сверхвязких нефтей для производства КВМ. На Ярославском опытно-промышленном нефтемазос заводе им. Д. И. Менделеева (Ярославский ОПНМЗ) осенью прошлого года был проведен опытно-промышленный пробег по переработке тяжелой нафтенной нефти Ярегского месторождения. В результате получена, помимо вакуумного остатка (гудрона), широкая (нафтенная) масляная фракция (ШМФ), которая показала себя как прекрасный пластификатор для модификации битумов, позволяющий при минимальных дозировках достигать очень хороших результатов на низких температурах.

При этом ШМФ очень хорошо переносит старение, как краткосрочное (RTFOT), так и длительное под давлением (PAV), существенно не изменяя свойств полимерно-битумных композиций. Получали марки PG 64-40 с дозировкой ШМФ не более 5-6%. Но основным полученным материалом, в нашем конкретном случае, конечно же,

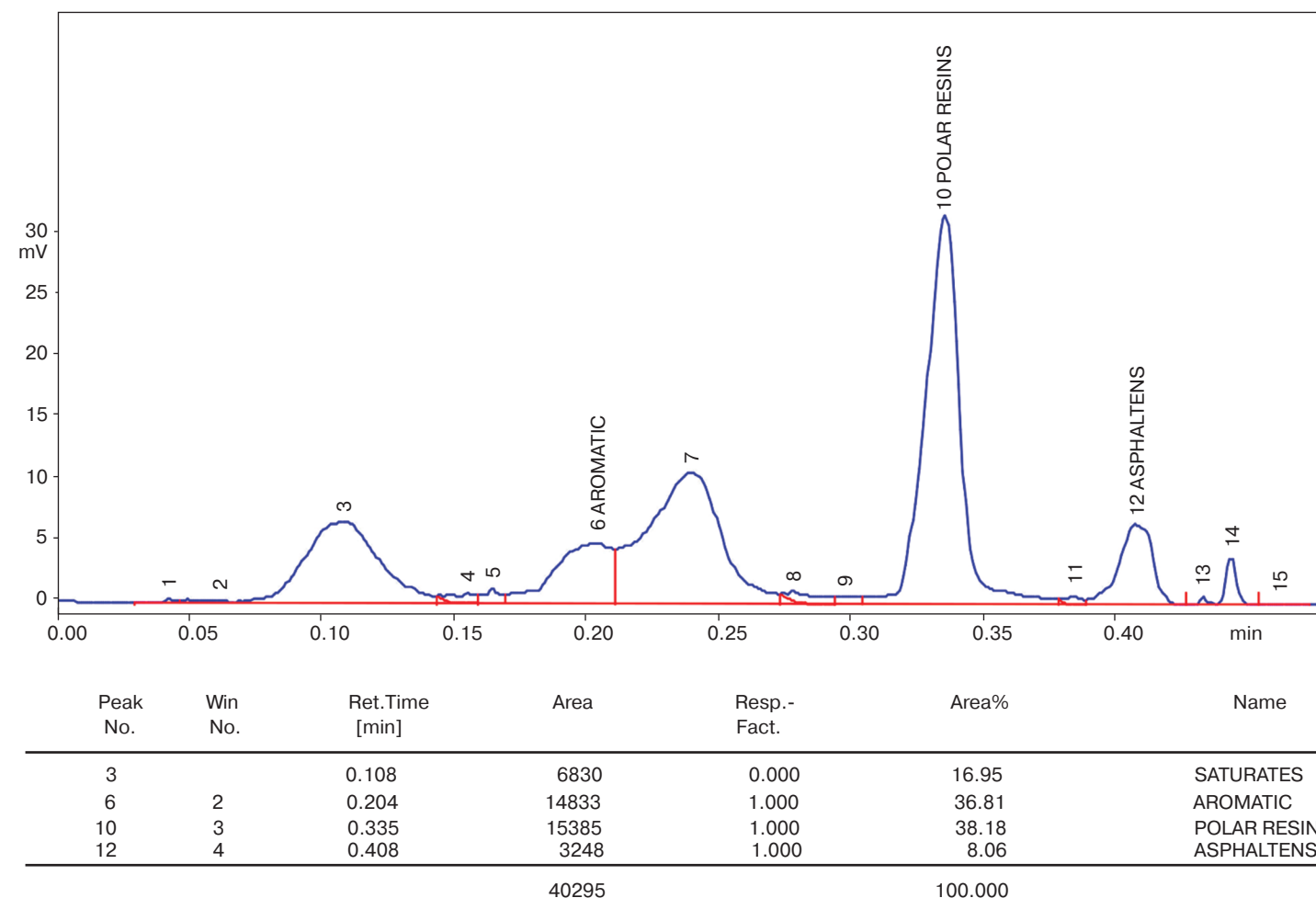


Рис. 1. Групповой состав МПБВ по методу SARA:
SATURATES – насыщенные или нафтеновые фракции; AROMATIC – ароматические фракции; POLAR RESIN – смолы;
ASPHALTENES – асфальтены.

является тяжелый вакуумный остаток, или «мало-парафинистое битумное вяжущее» (МПБВ).

Групповой состав МПБВ по методу SARA (рис. 1) показывает очень высокое содержание смол, превышающее содержание ароматики, что делает материал более устойчивым к старению. Предварительные исследования работы гудрона с БНД 70/100 различных заводов показывают улучшение усталостной характеристики по методу LAS (Linear Amplitude Sweep), при концентрации 5, 10, 15 и 20% МПБВ в битуме.

Получали, соответственно, улучшение показателя усталостной характеристики (отношение компонент A/B) — при 5% МПБВ на 6-8%, при 10% МПБВ — 33-41%, при 15% МПБВ — 38-45%, а при 20% МПБВ — до 80%. Также наблюдалась улучшение дуктильности после RTFOT, примерно на 30-40%, в зависимости от дозировки, но само такое улучшение наблюдалось только при дозировках МПБВ в битуме свыше 10%. Особо хочу отметить, что сейчас речь

идет о не полимер-модифицированных битумах, а о простой механической смеси БНД и МПБВ.

Еще одним из достоинств МПБВ является его работа в качестве пластификатора для производства ПБВ (ГМБ). Материал, конечно, уступает в низкотемпературном пределе ШМФ, но прекрасно справляется с температурами хрупкости до -28-30 °С. Сохранение достаточного количества масляных фракций в составе дает, в частности, возможность набухать СБС-полимеру. А наличие большого количества природных смол не ухудшает, а улучшает адгезионные свойства ПБВ. При этом изменение массы после RTFOT при различных дозировках МПБВ в составе как ПБВ, так и просто в смеси с битумом, было в пределах 0,2-0,4% (при требовании не более ±1%) в зависимости от дозировки. МПБВ получил очень хорошие отзывы от скандинавских дорожников при производстве RAP-смесей.

К сожалению, к моменту написанию данной статьи еще не все данные были получены и обработаны, но

одно можно сказать уже вполне определенно: МПБВ, полученный из Ярегской нефти, может выступать как самостоятельный битум при его окислении, причем, в зависимости от режимов окисления, только из МПБВ можно получать БНД трех марок 50/70, 70/100, 100/130. Он также может работать как компонент улучшения имеющихся БНД, выпускаемых на ведущих НПЗ страны. Групповой состав МПБВ (если его не окислять, как БНД) исправляет и дополняет групповой состав окисленных смесевых БНД. В процессе краткосрочного старения происходит дополнительное восстанавливающее сольватирование асфальтенов БНД смолами МПБВ, что можно наблюдать как улучшение дуктильности после RTFOT.

О ПЕРСПЕКТИВАХ

Таким образом, отдельная переработка тяжелых битуминозных нефтей (ТБН) на НПЗ России решает одновременно несколько задач:

- обеспечение отрасли народного хозяйства высококачественным сырьем для производства дорожных битумов и покрытие его потенциального дефицита в размере до 7 млн т в год на рубеже 2023-2024 гг., после завершения реализации инвестпроектов по строительству установок замедленного коксования на трех крупнейших НПЗ в центральной части РФ;

- создание предпосылок к решению многих вопросов в области импортозамещения и освоения выпуска инновационных для российского рынка нефтепродуктов: нафтеновых базовых масел в качестве компонентов для производства трансформаторных, гидравлических, промышленных, энергетических и белых масел (медицинские, парфюмерные, масла для вакцин); не имеющих аналогов высококачественных нефтяных вяжущих материалов для дорожной и строительной отраслей (битумы, мастики, герметики, битумно-полимерные ленты, праймеры, битумные эмульсии и др.); арктических видов топлива, а также реактивных топлив для нужд МО РФ и ракетных топлив для ГК «Роскосмос» (Т-1пп, Т-6, Т-8В, Нафтил).

Одним из основных механизмов, обеспечивающих сегодня эффективность нефтепереработки, является получение возвратного акциза, согласно Постановлению Правительства РФ № 1729 от 29.12.2018. Ключевым показателем при расчете величины возвратного акциза является коэффициент Спю, при вычислении которого из объема переработанного нефтяного сырья все произведенные «темные» нефтепродукты вычитаются с коэффициентом 1 и исключение составляет лишь кокс нефтяной, объем производства которого вычитается с коэффициентом 0,065.

Поскольку потенциал содержания светлых нефтепродуктов в Ярегской нефти и других сортах тяжелых битуминозных нефтей не превышает 8-9%, а выход тяжелого вакуумного остатка(гудрон) превышает 55%, значение коэффициента Спю получается в 2 раза ниже, чем на среднестатистическом НПЗ, работающем по «топливной схеме». Во многом поэтому, в условиях действующей налоговой системы, отдельная переработка ТБН является нерентабельной.

Учитывая вышеизложенное, в целях стимулирования отдельной переработки ТБН требуется внести изменения в Постановление Правительства РФ № 1729 от 29.12.2018 г. в части порядка расчета акциза по переработке нефтяного сырья, установив, что, в случае подтверждения переработчиком производства гудрона (битума) в результате отдельной переработки ТБН, указанные объемы учитываются при подсчете показателя $V_{КС}$, а не V_T , как в случае переработки обычного среднетрубного нефтяного сырья.

По нашему мнению, внедрение со стороны государства мер экономического стимулирования отдельной переработки ТБН на российских мини-НПЗ позволило бы сохранить потенциал дополнительной переработки трудноизвлекаемых нефтей в России в условиях санкционного давления, обеспечило бы эффективную рыночную специализацию для малых предприятий нефтепереработки, а также создало бы реальные предпосылки для реализации программы импортозамещения в части смазочных материалов, уникальных марок ракетного топлива и высокоэффективных нефтяных вяжущих, присадок для масел и топлив.

Кроме того, были бы решены и другие важные социально-экономические задачи в области функционирования отечественного ТЭКа, а именно:

- сохранение рабочих мест на нефтеперерабатывающих предприятиях отрасли;

- актуализация инвестиционного потенциала проведения модернизации мини НПЗ по битумному и масляному профилю; возрождение отечественного производства присадок к смазочным маслам и топливам, импорт которых в настоящее время достигает 90% от общей потребности;

- создание новой и востребованной рыночной ниши, которая не пересекалась бы с планами развития и модернизации НПЗ, работающих по топливному варианту переработки;

- обеспечение баланса спроса и предложения на высококачественные нефтяные вяжущие продукты на внутреннем рынке России: покрытие растущего спроса на высококачественные дорожные битумы и решение национальных программ в части гражданского строительства и дорожной инфраструктуры. ■