

Инновационно-технологический базис повышения эффективности нефтегазового комплекса

© 2010 г. Н.Н. Гураев, Б.В. Робинсон, В.А. Черданцев*

Комплексная модернизация России является главным условием поступательного развития страны в XXI веке. Вслед за В.Л. Иноземцевым [1] под модернизацией будем понимать «... усилия общества по преодолению отставания в экономической и социальной сферах, чреватых потерей конкурентоспособности страны и утратой ею экономических и политических позиций на мировой арене».

В послании Президента РФ Д.А. Медведева (12 ноября 2009 года) поставлена цель создать «... вместо примитивного сырьевого хозяйства умную экономику, производящую уникальные знания, новые вещи и технологии» [2]. Вместе с тем для создания инвестиционной базы модернизации не обойтись без широкомасштабного освоения и экспорта природных, в первую очередь углеводородных, ресурсов России, прежде всего ее восточного макрорегиона. В ходе встречи с членами Российского союза промышленников и предпринимателей (октябрь 2009 года) Президент подчеркнул, что «государство как собственник природных ресурсов вправе рассчитывать на внедрение и применение самых современных технологий в производстве» [3].

Фундаментом отечественной экономики является нефтегазовый комплекс (НГК), на долю которого приходится около четверти ВВП и около 50 % всех налоговых поступлений. В 2007 году стоимость экспорта нефти из России составила 114 млрд долл., нефтепродуктов – 51 млрд долл., газа – 43 млрд долл. По сравнению с другими отраслями экономики НГК характеризуется менее значительным отставанием от зарубежных конкурентов. Вместе с тем состояние отрасли зависит от решения большого числа сформировавшихся острых и прогнозируемых научно-технических проблем и может быть охарактеризовано следующими негативными особенностями:

– ресурсную основу российской нефтедобычи представляют сегодня трудноизвлекаемые запасы (ТИЗ) нефти, удельный вес которых превышает 65 %

в общем балансе разведанных запасов, а удельные капиталовложения на их освоение многократно превышают их уровень в традиционных условиях;

– прирост запасов нефти категории А + В + С за период с 1990 года по настоящее время снизился более чем в 5 раз, что повлекло за собой существенное снижение показателя обеспеченности добычи запасами нефти;

– широко применяемые в отечественной практике традиционные технологии, методы разработки и эксплуатации месторождений в условиях ТИЗ являются крайне неэффективными, обеспечивая результативность проектов в лучшем случае на грани рентабельности;

– постоянно обсуждаемая в последнее время проблема утилизации попутного нефтяного газа во многом обусловлена сложностью его переработки и транспортировки. Необходимость изучения перспектив применения инновационных технологий на стадиях добычи и использования углеводородного сырья обусловила актуальность темы;

– высокая затратность получения ТИЗ углеводородного сырья может быть компенсирована на стадиях переработки нефти, газа и доставки сжиженного попутного газа.

Нефтяные компании России имеют в своем составе 25 нефтеперерабатывающих предприятий общей мощностью по переработке нефти около 260 млн т/год и 6 специализированных маслозаводов по выпуску смазок, присадок и специальных масел. Глубина переработки нефти на предприятиях составляет только 63–65 %, тогда как в развитых странах она достигает 85–90 %. Это объясняется низкой долей вторичных процессов на отечественных заводах, не превышающей 13 % от объема переработки нефти (против 55–60 % на заводах США, с возможностью импорта котельного топлива – мазута). Вследствие этого в России ограничена возможность выработки моторных топлив, тогда как производство топочного мазута составляет более 30 % от объема перерабатываемой нефти. Оборудование большинства нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) России устарело, используемые при переработке технологии не позволяют получать высокочистые моторные топлива, отвечающие евростандартам.

За два года отечественные НПЗ должны провести обновление оборудования и выстроить новую производственную политику. В то же время литр

* Н.Н. Гураев – аспирант кафедры территориальной организации производительных сил и экономики природопользования НГУЭУ.

Б.В. Робинсон – д.э.н., профессор той же кафедры НГУЭУ.

В.А. Черданцев – к.э.н., зав. кафедрой территориальной организации производительных сил и экономики природопользования НГУЭУ.

бензина в стране подорожал с начала 2008 года на 13–18 %, а дизельное топливо – на 20 %. Для осуществления перехода НПЗ на евростандарты необходима ускоренная модернизация оборудования. Пока не совсем ясно, как регламентировать производство по евростандартам на малых НПЗ.

Современный этап нефтеперерабатывающей отрасли России характеризуется следующими параметрами:

- по производственным мощностям РФ занимает 2-е место в мире;
- по объемам первичной переработки нефти РФ находится на 4-м месте;
- потребление нефтепродуктов на душу населения в России существенно ниже по сравнению с развитыми и рядом развивающихся стран;
- российские НПЗ ориентированы на внутренний рынок;
- выход светлых нефтепродуктов в России низок (49,4 %);
- большинство предприятий не могут поставлять на зарубежные рынки нефтепродукты для конечного потребления (по эксплуатационным и технологическим свойствам нефтепродукты значительно уступают мировым);
- в структуре потребления моторных топлив происходит увеличение доли высокооктанового бензина, в будущем эта тенденция сохранится;
- в ближайшие годы можно прогнозировать переориентацию спроса с автомобилей с бензиновыми двигателями на автомобили с дизельными двигателями. Европейский опыт показывает, что доля таких автомобилей может составить 50 % всего автопарка, и доля дизельного топлива в целом в структуре потребляемых нефтепродуктов увеличится по отношению к бензинам;
- энергетической стратегией РФ ставятся задачи увеличения объема производства моторных топлив до 100–110 млн т к 2010 году и до 115–135 млн т в 2020 году. Одновременно планируется добиться к 2020 году увеличения глубины переработки до 80–85 %.

Таким образом, тенденция роста объемов потребления моторного топлива вступает в противоречие с возможностями российской промышленности производить топливо, удовлетворяющее по экологическим параметрам требования стандартов Евро-3, Евро-4, применяемых в качестве моторного экологически совместимого топлива. В узком смысле под экологически совместимым топливом понимается удовлетворение характеристик топлива стандартам Евро-3 и Евро-4, а в широком – требованиям современной концепции экологической безопасности окружающей среды. Возникает острая необходимость поиска новых инновационных технологий переработки углеводородов.

Решение указанной выше острейшей проблемы утилизации попутного газа напрямую зависит от эффективного способа его транспортировки к месту переработки. В связи с этим возникает необходимость оценки инновационных мероприятий на

стадии расчетных мероприятий с точки зрения не только экономической, но и экологической составляющих.

Для оценки эффективности инноваций используются следующие методы:

- оценка технологической эффективности инноваций;
- детализированная оценка коммерческой эффективности инноваций;
- приближенная оценка коммерческой эффективности инноваций;
- укрупненная оценка эффективности отдельных инноваций и программ;
- оценка эффективности инновационной технологии с учетом экологической составляющей.

Методы детализированной оценки коммерческой эффективности инноваций позволяют учитывать различные финансовые последствия принятых решений и обеспечивают возможность глубокого анализа причинно-следственных связей при формировании конечных показателей результатов и затрат.

Экономическая (коммерческая) эффективность инновационных мероприятий определяется на основе «приростных» величин оценочных показателей. Основными оценочными показателями при выборе лучшего варианта являются:

- 1) прирост чистого дисконтированного дохода (потока реальных денег):

$$\Delta \text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \Delta \text{ПРД}_t^{\Delta} = \sum_{t=1}^T \left[\frac{(\Pi_t^{\Delta} + A_t^{\Delta}) - K_t^{\Delta}}{(1 + E^{\Delta})^{t-1}} - \frac{(\Pi_t^{\Delta} + A_t^{\Delta}) - K_t^{\Delta}}{(1 + E^{\Delta})^{t-1}} \right], \quad (1)$$

где $\Delta \text{ЧДД}$ – прирост дисконтированного потока реальных денег за счет внедрения нового варианта по сравнению с базовым за расчетный период t ; $\Delta \text{ПРД}_t^{\Delta}$ – прирост дисконтированного потока реальных денег в году t ; Π_t^{Δ} , Π_t^{Δ} – чистая прибыль от реализации продукции (прибыль за вычетом всех налогов) соответственно в базовом и новом вариантах в году t ; A_t^{Δ} , A_t^{Δ} – амортизационные отчисления на реновацию соответственно в базовом и новом вариантах в году t ; K_t^{Δ} , K_t^{Δ} – капиталовложения в базовом и новом вариантах в году t ; E^{Δ} , E^{Δ} – ставка дисконта по вариантам в году t ; T – период расчета; t – год расчета.

- 2) внутренняя норма доходности (рентабельности) дополнительных капиталовложений, $E_{\text{в.н}}$:

$$\sum_{t=1}^T \frac{\Delta \text{ПРД}_t}{(1 + E_{\text{в.н}})^{t-1}} = \sum_{t=1}^T \frac{(\text{ПРД}_t^{\Delta} - \text{ПРД}_t^{\Delta})}{(1 + E_{\text{в.н}})^{t-1}} = 0, \quad (2)$$

где $\Delta \text{ПРД}_t$ – прирост потока реальных денег (без дисконтирования) в году t ; ПРД_t^{Δ} , ПРД_t^{Δ} – поток реальных денег по вариантам (без дисконтирования) в году t ; $E_{\text{в.н}}$ – внутренняя норма доходности дополнительных капиталовложений в новом варианте.

- 3) изменение индекса доходности:

$$\Delta ИД = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_t^H + A_t^H) / (1+E)^{t-1}}{\sum_{t=1}^T K_t^H / (1+E)^{t-1}} - \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_t^6 + A_t^6) / (1+E)^{t-1}}{\sum_{t=1}^T K_t^6 / (1+E)^{t-1}}. \quad (3)$$

4) период возврата (срок окупаемости) дополнительных капиталовложений:

$$\sum_{t=1}^{P_{ок}} \Delta ПРД_t^д = \sum_{t=1}^{P_{ок}} (ПРД_t^{д,н} - ПРД_t^{д,6}) = 0, \quad (4)$$

где $P_{ок}$ – период возврата (срок окупаемости) дополнительных капиталовложений; $\Delta ПРД_t^д$ – прирост дисконтированного потока реальных денег в году t ; $ПРД_t^{д,н}$, $ПРД_t^{д,6}$ – дисконтированные потоки реальных денег в базовом и новом вариантах в году t .

Для расчета эффективности инновационных технологий с учетом экологической составляющей необходимо использовать следующую формулу:

$$\mathcal{E}_и = \left(\frac{\Delta Q}{3_1 + Y_1} \right) - \left(\frac{\Delta Q}{3_2 + Y_2} \right), \quad (5)$$

где Q_i – дополнительная добыча нефти за счет применения i -й технологии; Y_i – ущерб окр. природной среде в результате применения i -й технологии; 3_i – приведенные затраты в i -м случае

Ущерб включает несколько составляющих:

$$Y = Y_a + Y_{л} + Y_{г} + Y_{ч} + Y_{ф}, \quad (6)$$

где Y_a , $Y_{л}$, $Y_{г}$, $Y_{ч}$, $Y_{ф}$ – ущерб, наносимый атмосфере, литосфере, гидросфере, человеку, флоре и фауне соответственно в результате внедрения новой технологии или результатов ее использования.

Применение методов детализированной оценки инноваций и оценки эффективности инновационной технологии рекомендуется с учетом экологической составляющей при решении следующих задач:

- обоснование целесообразности применения инновации в рамках конкретного инвестиционного проекта или включения в тематику НИОКР;
- сопоставительный анализ ряда отдельных инноваций;
- вариантный анализ эффективности данной инновации при переменных внешних условиях;
- вариантный анализ эффективности данной инновации при изменении ее параметров.

В качестве прикладного аспекта исследований рассматриваются перспективы применения инновационных технологий БИМТ* и GTL. Анализ комплексной утилизации газообразных углеводородов

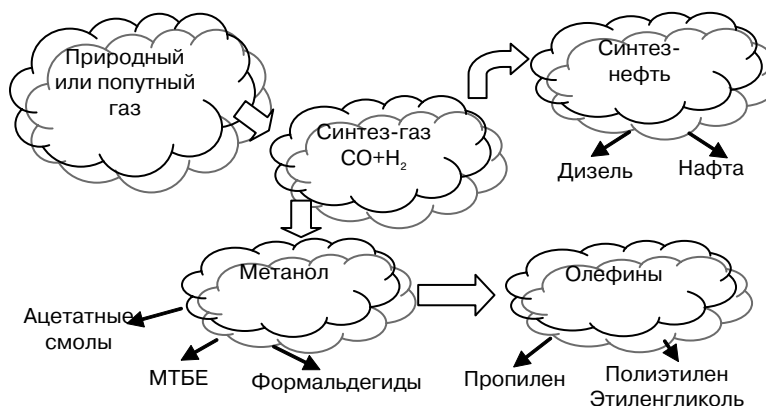


Рис. 1. Общая схема конвертирования газообразных углеводородов в жидкие

на базе технологии GTL проведен на примере Ханты-Мансийского автономного округа – ХМАО (Югра), а переработка нефти на базе технологии БИМТ – на примере Новосибирской области.

Технология GTL (gas-to-liquid), предусматривающая синтез жидких углеводородов из природного и попутного газа «на месте» для совместной транспортировки по трубе с натуральной нефтью, может рассматриваться как альтернатива строительства системы газопроводов (рис. 1, 2).

Заводы GTL строятся по модульному принципу, в несколько технологических линий, мощностью 0,75 млн т жидких углеводородов с потреблением газа в размере 1,6 млрд м³ в год на каждую линию. Стандартный завод в состоянии ежегодно перерабатывать 5 млрд м³ природного газа и производить 2,5 млн т жидких углеводородов. Необходимый объем инвестиций в строительство такого завода составляет 2 млрд долл. (1,5 млрд долл. – при частичном использовании в некоторых процессах российских технологий) при сроке строительства в 3,5–4 года от начала проектирования.

Мировой опыт применения технологии GTL пока незначителен, однако в ЮАР, Малайзии и Катаре уже эксплуатируются заводы, построенные по этой технологии.

Направление «Газ – в жидкость» рассматривается как самый привлекательный путь создания производства высокочистых топлив в XXI веке. При наиболее вероятных условиях реализации проектов по производству синтетических жидких углеводородов (СЖУ) реальным представляется достижение цены синтетической нефти порядка 16 долл/барр. Первые технические предложения по крупнотоннажному заводу производства СЖУ для переработки 32 млрд м³ природного газа в год (с Харасавейского месторождения (п-ов Ямал). Организация строительной площадки возможна либо на баржах, вблизи месторождения, с вывозом готовой продукции танкерами ледокольного типа, либо на суше, в районе Воркуты, куда будет

*Каталитическая технология одностадийной переработки средних нефтяных дистиллятов или нестабильных газовых конденсатов.

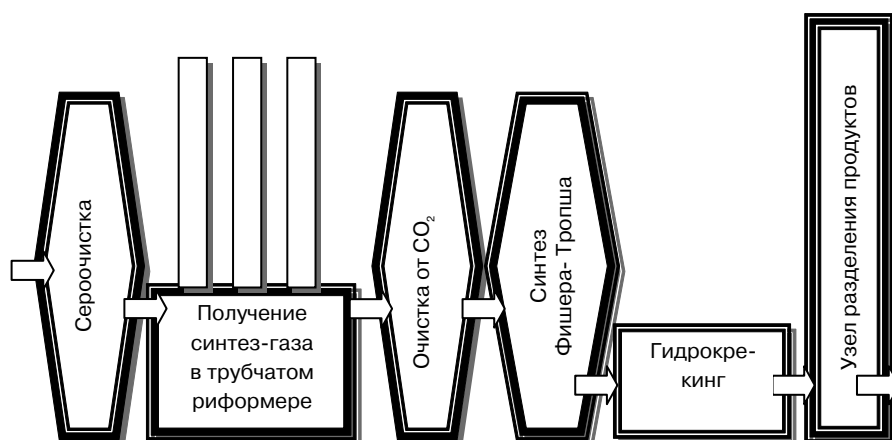


Рис. 2. Обобщенная схема производства GTL

подаваться по газопроводу газ с месторождения, а транспортировка готовой продукции может осуществляться по железной дороге и по трубопроводам.

В работе проведен анализ предложений по созданию завода в Нефтеюганске (ХМАО), рассчитанного на переработку 280 млн м³/год природного газа, с получением 120 тыс. т автобензина и дизельного топлива. На первой стадии завод может производить конкурентную продукцию по цене на природную нефть 21–23 долл/барр, а также получать синтез-газ. Наиболее эффективным и дешевым считается синтез диметилового эфира (ДМЭ), который является топливом будущего. ДМЭ может применяться в качестве высокооктанового бензина и дизельного топлива, бытового топлива (дополнительно к пропан-бутану), высокооктановой добавки к автомобильному бензину, а также в качестве промежуточного вещества (вместо метанола, используемого для синтеза углеводородных топлив). Установки производства ДМЭ могут быть построены непосредственно на промыслах.

В табл. 1 приведены основные экономические показатели различных вариантов газоперерабатывающих заводов (ГПЗ), построенных по технологии GTL. В обобщенном виде полученные результаты могут быть сведены к следующим рекомендациям.

1. Использование технологии GTL для конвертирования газообразных углеводородов (УВ) в синтез-нефть без разделения продукции непривлекательно при текущем состоянии технологии, даже при льготном налоговом режиме эксплуатации.

2. Использование технологии «МЕТАНОЛ» ограничено рынком сбыта продукции в условиях жесткого ограничения его применимости. Объемы возможного производства метанола при утилизации попутного газа Нефтеюганского региона сопоставимы с общей выработкой метанола в России.

3. Применение технологии GTL для конвертирования ПНГ с учетом разделения продукции на дизельное топливо и нефть является коммерчески привлекательным проектом при условии отсутствия ограничений по

реализации продукции и использования железнодорожного транспорта для вывоза.

4. Совмещение технологий ГПЗ и GTL ограниченной мощности (одна линия) для сухого газа с разделением продукции на дизельное топливо и нефть и сдачи избытков сухого газа в систему Трансгаза является коммерчески привлекательным. Кроме того, такое решение снижает риски по освоению новой технологии GTL и снижает общий уровень капитальных вложений в проект. Данный вариант может быть рекомендован для проработки проектной документации.

Технология БИМТ, разработанная в Новосибирском институте катализа им. Г.К. Борескова Сибирского отделения РАН, предусматривает в отличие от традиционного многоступенчатого процесса переработку нефти за одну стадию. На выходе получают высокооктановый бензин и высококачественное дизельное топливо, которые удовлетворяют даже ужесточенным экологическим евростандартам. Но главное – производство высококачественного топлива по новой технологии обходится в несколько раз дешевле. После первичной разгонки нефти светлые фракции подаются в один реакторный блок, где происходит процесс переработки. Полученная смесь направляется в блок разделения, где преобразуется в три конечных продукта: высокооктановый бензин, зимнее дизельное топливо и пропан-бутановую фракцию. Из последней получают сжиженный газ, который может использоваться как бытовое и автомобильное топливо (рис. 3, 4).

Основные экономические показатели ГПЗ				Таблица 1
Варианты технологии	CAPEX, млн долл.	NPV, млн долл.	IRR, %	Вид и объемы продукции
1. GTL с производством синтез-нефти из всего объема ПНГ для ЮНГ	576	68	12,86	Синтез-нефть – 1,8 млн т/год
2. ГПЗ на весь объем ПНГ для ЮНГ	120	24	18,6	ШФЛУ – 0,7млн т/год; сухой газ – 2,1 млрд м ³ /год
3. Производство метанола из всего объема ПНГ	780	362	23,7	Метанол – 3 млн т/год
4. GTL с производством синт. дизеля и нефти из всего объема ПНГ для ЮНГ	720	479	26,3	синт. дизель – 1,44 млн т/год; синт. нефть – 0,36 млн т/год
5. Компромиссный вариант ГПЗ на весь объем ПНГ для ЮНГ, GTL – одна линия с производством синтетического дизеля и нефти (рекомендуемый)	289	184	24,76	ШФЛУ – 0,7млн т/год; сухой газ – 1,3 млрд м ³ /год; синт. дизель – 0,32 млн т/год; синт. нефть – 0,8 млн т/год

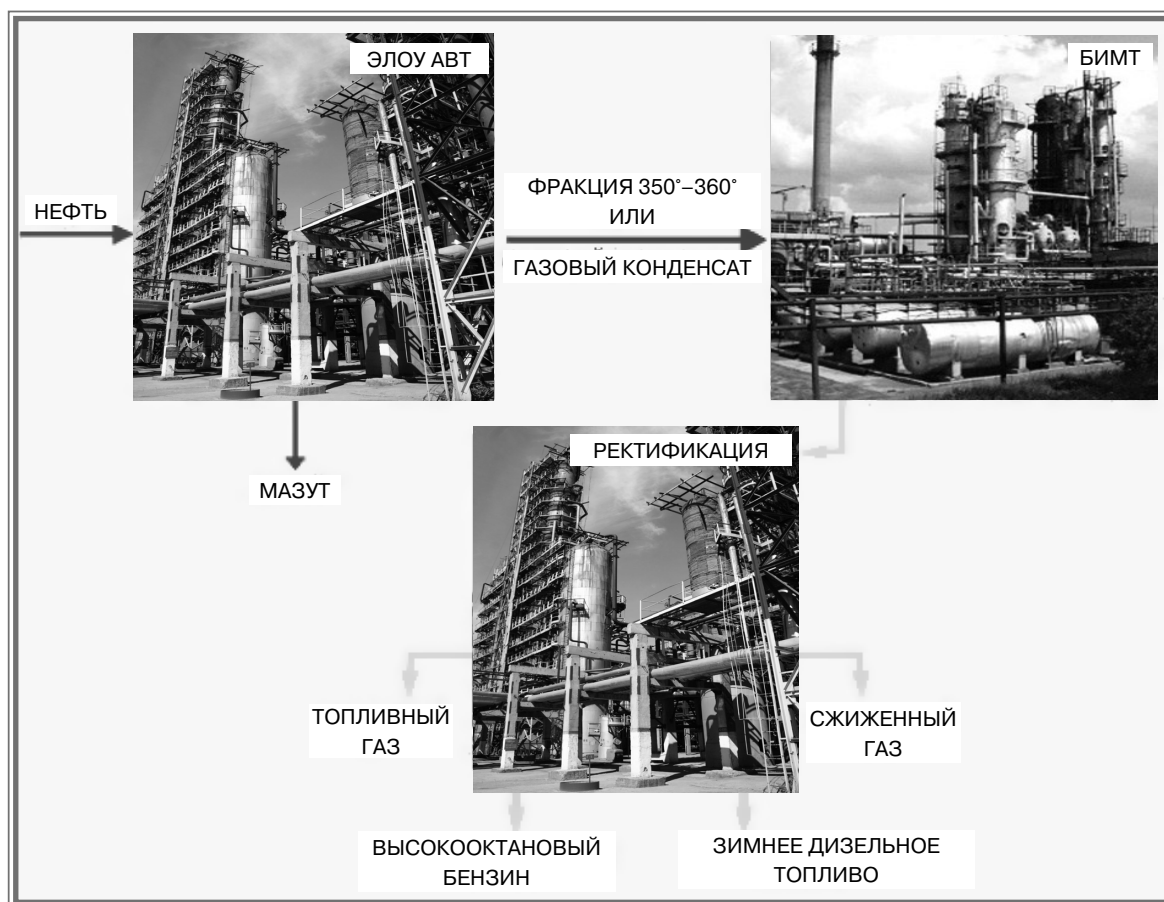


Рис. 3. Схема получения моторных топлив по технологии БИМТ

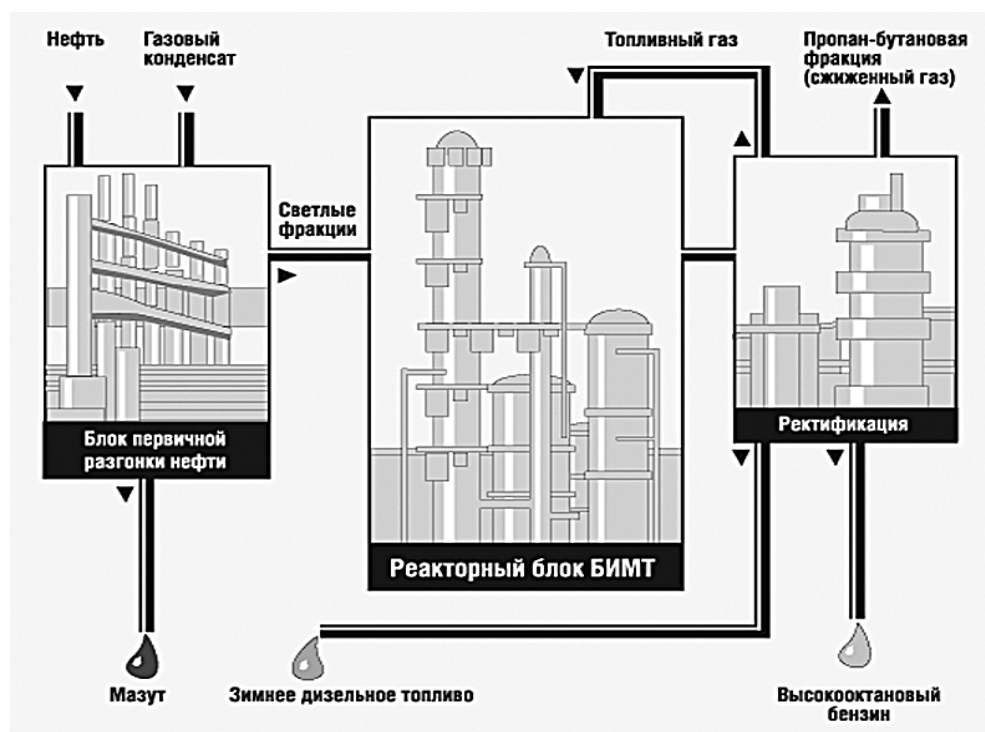


Рис. 4. Технологическая установка БИМТ

Таблица 2

Материальный баланс производства нефтепродуктов по заводу за год

Статьи баланса		НПЗ с котельной (БИМТ)		НПЗ с котельной (платформинг)	
		% масс.	тыс. т	% масс.	тыс. т
Получено	Исходный материал – нефть	100	200	100	200
	Сжиженный газ	3,5	7	2,7	5,4
	Автобензин всего	42,5	85	32,7	65,6
	В том числе: А-92	31,8	63,6	20,9	41,8
	А-80	10,7	21,4	11,8	23,8
	Дизельное топливо	29	58	37,7	75,3
	Котельное топливо (товарное)	20,5	41	20,2	40,3
	Итого товарная продукция	95,5	191	93,3	186,6
	Топливо	4	8	6	12
	В том числе: сухой газ	0,1	0,2	4	8
	ПБФ	3,9	7,8	–	–
	Мазут	–	–	2	4
	Потери	0,5	1	0,7	1,4

Пилотные испытания нового метода, доказавшие жизнеспособность технологии БИМТ, прошли в 2001 году. А уже в августе 2003 года состоялись первые опытно-промышленные испытания на базе ОАО «НИПИгазпереработка», г. Краснодар.

Доказано, что по сравнению с традиционной технологией нефтепереработки технология БИМТ обладает рядом существенных преимуществ.

1. Благодаря технологии БИМТ процесс переработки нефти значительно упрощается: из схемы выпадают такие сложные и затратные процессы, как гидроочистка, риформинг, изомеризация, депарафинизация, алкилирование и несколько стадий ректификации. За счет этого капитальные затраты по сравнению с традиционной схемой снижаются в 6 раз, эксплуатационные расходы – как минимум в 8 раз. По энергопотреблению БИМТ по меньшей мере в 4 раза экономичнее классической технологии.

2. Содержание общей серы в сырье не лимитируется.

3. При переработке газовых конденсатов обеспечивается увеличение выхода бензина до 20–25 %.

4. Выход жидких фракций составляет не менее 80–85 % (при рециркуляции образующегося газа – 90–93 % масс.). Соотношение между бензиновой и дизельной фракциями зависит от состава исходного сырья и режима проведения процесса.

5. Октановое число получаемых бензинов – от 80 до 95 по исследовательскому методу.

6. Содержание серы в бензине – менее 0,01 % масс.

7. Среди достоинств БИМТ и такой важный параметр, как низкое содержание в получаемом топливе бензола – вещества, при сгорании которого образуются канцерогены.

Отметим возможность получения зимнего дизельного топлива. Традиционное дизельное топливо не замерзает при –35 °С, а топливо, полученное по технологии БИМТ, не замерзает при –75 °С.

По оценкам специалистов Института катализа, емкость российского рынка – несколько сотен установок БИМТ. Но если учесть невосприимчивость нефтя-

ных гигантов к инновациям и неповоротливость государства, на котором висит северный завод, то более реалистичной выглядит такая оценка: в ближайшие 5–10 лет рынком будет востребовано 20–30 установок БИМТ, каждая из которых способна переработать 100 тыс. т сырья. Создание такой установки, по оценке специалистов Института катализа, потребует около 6 млн долл. инвестиций. Это не так уж и дешево. Но при традиционной схеме нефтепереработки надежда на то, что вложения окупятся, появляется при мощности от 300 тыс. т сырья в год, а БИМТ обладает коммерческим потенциалом, начиная с мощности 5 тыс. т в год, а срок окупаемости капвложений новой технологии не 7–15 лет, как у классической, а в среднем менее двух лет.

Реальная апробация нового метода осуществлена в рамках Новосибирского нефтяного проекта по добыче нефти на Верх-Тарском месторождении с последующей переработкой на НПЗ малой мощности. Анализ полученных результатов следующий.

1. Общий выход товарных бензинов при БИМТ превышает таковой при платформинге на 19,4 тыс. т.

2. Содержание бензола в бензинах в случае БИМТ во всех случаях не будет превышать 0,5 %.

3. Количество октано-тонн бензинового фонда (количество тонн бензина, умноженное на октановое число) в случае БИМТ превышает этот показатель при платформинге на 1872320 единиц. Выход дизельного топлива в случае БИМТ меньше такового при платформинге на 17,3 тыс. т, однако температура замерзания дизельного топлива (ДТ) при БИМТ ниже –50 °С.

4. Содержание серы в прямогонной дизельной фракции составляет 0,07 % масс., а после БИМТ – менее 0,01 % масс.

Из данных, приведенных в табл. 2 следует, что в варианте процесса платформинга потери товарной продукции по сравнению с БИМТ составляют порядка 400000 т и оцениваются в 480 млн руб. ежегодно.

Инвестиции для строительства завода составляют 10 млн долл. Учитывая только то, что с помощью технологии БИМТ при наименьших затратах можно произвести продукции на 480 млн руб. больше (17 млн долл.), можно предположить, что завод окупится за 1 год.

Из данных, приведенных в табл. 2, следует, что в варианте процесса платформинга потери товарной продукции по сравнению с БИМТ оцениваются в 480,1 млн руб. ежегодно.

Инвестиции для строительства завода составляют 10 млн долл. Учитывая только то, что с помощью технологии БИМТ при наименьших затратах можно произвести продукции на 480,1 млн руб. больше (17 млн долл.), можно предположить, что завод окупится за 1 год.

Выводы

1. В настоящее время в российском нефтяном комплексе действует ряд негативных факторов и тенденций, прервать или хотя бы демпфировать которые

можно только за счет активного воздействия НТП. Мировой опыт показывает, что интенсивное применение высокоэффективных технологий в условиях освоения сложных запасов нефти позволяет в 2–3 раза снизить издержки, связанные с их разведкой и добычей. Общее лидерство в инновационном развитии принадлежит крупным, вертикально интегрированным компаниям, однако специализированные сервисные фирмы и небольшие добывающие компании тоже могут добиться высоких результатов.

2. Основной характеристикой целевой результативности НТП должны служить показатели эффективности использования ресурсов, которые отражают соотношение между конечным продуктом и основными ресурсами, затрачиваемыми на его производство. Приведенная в статье система базовых показателей ориентирует инновационную деятельность на выделение фактора эффективности нефтяного производства как главную цель НТП.

В качестве примера реализации инновационных решений в статье рассмотрено внедрение технологий GTL и БИМТ.

3. Технология GTL предусматривает синтез жидких углеводородов из природного и попутного газа на месте их добычи. Показано, что для условий ХМАО совмещение технологий ГПЗ и GTL для сухого газа

с разделением продукции на дизельное топливо и нефту является коммерчески выгодным.

4. Технология БИМТ основана на принципе одностадийного процесса переработки нефти. Реализация этой технологии при переработке нефти Верх-Тарского месторождения (Новосибирская область) существенно повышает эффективность нефтяного проекта. Технологию БИМТ, обеспечивающую переработку углеводородных ресурсов с нелимитируемым содержанием общей серы, целесообразно широко использовать при строительстве миниНПЗ.

Библиографический список

1. *Иноземцев В.Л.* Что такое модернизация и готова ли к ней Россия? // Модернизация России: условия, предпосылки, шансы. – М.: Центр исследований постиндустриального общества, 2009. Вып. 1. С. 5–82.
2. Послание Президента РФ Федеральному Собранию от 12 ноября 2009 года.
- 3 Предчувствие перелома. *П. Быков, И. Имамудинов, Д. Медовников* и др. // Эксперт. 2009. № 44. С. 19–26.