

Введение На протяжении всего прошлого века нефть была и до сих пор остается основным источником сырья для получения моторных топлив и продуктов основного органического синтеза. Однако в настоящее время положение начинает меняться. Темпы роста разведанных запасов нефти уже не успевают за ее потреблением. Цены на сырую нефть марки «Брент» выросли от 20-25 долларов за баррель в 1999 г. до 70-120 долларов в 2008 г. и это, очевидно, не предел. Грядущий конец «нефтяной эры» уже воспринимается как неизбежность, к которой необходимо готовиться сейчас. Насущной необходимостью становится диверсификация сырьевой базы. При взгляде на основные извлекаемые источники углеродсодержащего сырья видно, что сокращение запасов нефти, в принципе, может в течение многих десятилетий компенсироваться за счет разработки других полезных ископаемых. В долгосрочной перспективе уголь, запасов которого при нынешних темпах потребления хватит более чем на 1000 лет, может занять доминирующую позицию в мировой энергетике, как это было более чем столетие тому назад (разумеется, на базе новых технологических решений)[1]. В ближайшее же время экономически более выгодным и привлекательным с точки зрения сохранности окружающей среды выглядит использование природного газа. По экспертным оценкам, в 2015 г. доля нефти на мировом энергетическом рынке сократится до 36-38%, в то время как доля газа возрастет до 24-26%, угля до 25-27%, на долю гидро- и атомной энергетики придется по 5-6% [2]. Основные разведанные запасы природного газа сосредоточены в азиатской части России и странах Ближнего Востока, а основные потребители находятся в США и Европе. Необходимо транспортировать газ на тысячи километров, что представляет собой сложную техническую задачу. Для европейских потребителей доставка осуществляется в основном по трубопроводам. В азиатском регионе используются танкеры-газовозы, транспортирующие охлажденный сжиженный газ. Оба варианта весьма дороги. Существует третий путь - строительство предприятий по переработке газа в жидкие продукты непосредственно в районах месторождений. Последующие транспортировка и хранение жидких продуктов конверсии природного газа могут использовать готовую инфраструктуру (танкеры, нефтехранилища), что обходится гораздо дешевле. Перспективным направлением развития производства жидких углеводородов являются так называемые XTL технологии. Они объединяют класс технологий, используемых для преобразования различного углеродсодержащего сырья (газ, уголь, биомасса) в жидкие углеводороды. К технологии XTL относят GTL (gas-to-liquid, «газ в жидкость»), CTL (coal-to-liquid, «уголь в жидкость»), BTL (biomass-to-liquid, «биомасса в жидкость») технологии[3]. В настоящее время наибольшее развитие получили технологии GTL. Развитие технологии GTL Совокупность химических производств по превращению природного газа в высшие углеводороды, топлива и химические продукты получили в

англоязычной литературе название технологии gas-to-liquids (GTL). В отечественных публикациях используется термин «синтетическое жидкое топливо» (СЖТ). GTL-технология дает возможность перерабатывать природный газ в широкий спектр продуктов - от этилена и α -олефинов до твердого парафина. Важнейшим продуктом является синтетическая дизельная фракция, по эксплуатационным и экологическим параметрам превосходящая нефтяное дизельное топливо. Благодаря возможностям, которые открывает GTL-технология для освоения газовых ресурсов планеты, эта область переживает сейчас период бурного развития - ежегодно публикуются сотни статей и обзоров, собираются специализированные конференции. Количество патентов по различным аспектам GTL-технологии превысило 8000 [2]. Производство синтетического топлива развивалось медленно, поскольку оно было весьма дорогим, существенно дороже, чем топливо природного происхождения. Однако некоторые компании, прежде всего, конечно, транснациональные нефтегазовые корпорации, вели исследования в этой области. На рынке GTL значительную роль играют компании: нефтяные компании («Shell», «Exxon», «Mobil», «Conoco», «Statoil», «BP») и независимые технологические компании («Rentech», «Syntroleum», «Axens»). Все они разработали собственные катализаторы (а куда деваться, если ни «Sasol», ни новые игроки секретом не делятся и включают состав катализатора в пакет тщательно охраняемой технологии) и построили демонстрационные установки. Некоторые из опытных производств даже имеют критическую для топливной отрасли мощность 300 баррелей в сутки (чуть более 10 тыс. тонн в год), которая считается достаточной для расширения производства до размеров нефтяных гигантов (несколько миллионов тонн в год). Возможность получения смеси углеводородов и кислородных соединений в каталитической реакции водорода с моноокисью углерода была открыта в Германии. Два химика: Франц Фишер и Ганс Тропш - в 1920 г. разработали уникальный химический процесс получения синтетического топлива из угля, который был назван их именами (процесс Фишера-Тропша). Процесс заключается в том, что уголь в присутствии водяного пара и кислорода подвергается газификации с образованием синтез-газа (смесь водорода и оксида углерода в определенном соотношении), который подвергается очистке и далее превращается в синтетические жидкие углеводороды (СЖУ), в том числе СЖТ. Результаты исследований по получению синтез-газа из угля на железном катализаторе они впервые опубликовали в 1923 г., позже исследования процесса продолжались, варьировались катализаторы, давление, температуры и конструкция реактора. В период 1930-1940 гг. интерес к процессу Фишера-Тропша постоянно увеличивался во многих странах, включая Великобританию, Францию, США, Японию, Китай, где широко проводились лабораторные и пилотные испытания [4]. Уже в период 1932-1945 гг. процесс широко использовался в Германии для производства синтетической нефти и дизельного

топлива. Нефтяной кризис 1970-х годов дал энергетическим компаниям мощный импульс для продолжения исследовательских работ, в этот период были созданы технологии превращения в СЖТ природного горючего газа. Процесс преобразования природного газа в синтетические углеводороды проходит в три этапа (рис.1): производство синтез-газа, конверсия газа в жидкость и переработка полученных жидких углеводородов в конечные продукты.

Производство Конверсия газа Переработка синтетического в жидкость в газа реакторе Фишера-Тропша

Рис. 1 - Основные этапы переработки природного газа в СЖТ

Во всех производствах, работающих по технологии GTL, наиболее капиталоемкой и энергоёмкой стадией является переработка природного газа в синтез-газ, на её долю приходится 60-70% общих капитальных затрат [5]. Поэтому основные исследования направлены на разработку новых высокоэффективных катализаторов и усовершенствование технологии Фишера-Тропша на этой стадии. В результате к настоящему времени цена конечных синтезированных нефтепродуктов стала заметно ниже и в условиях роста цен на природные топлива приблизилась к стоимости последних [6].

На второй стадии синтез-газ в присутствии катализаторов превращают в многокомпонентную газожидкостную смесь углеводородов (преимущественно парафиновых). Капитальные затраты на этой стадии составляют 20-25% стоимости всего производства. На третьей стадии осуществляется облагораживание газожидкостной смеси углеводородов (процессы гидрирования, гидрокрекинга, гидроизомеризации и ректификации). Капитальные затраты на организацию работ этой стадии составляют 5-15%.

Преимущества процесса GTL

Сегодня развитие GTL интересно по следующим пяти причинам (все, кроме первой, - новые).

- Во-первых, независимость от нефти, но это самый слабый на сегодня стимул. Подобные политические заявления делают правительства Китая, Казахстана и Украины, обладающих значительными запасами угля.
- Во-вторых, продукт GTL - в самом деле экологически чистое топливо: он содержит менее 1 ppm серы, в нем нет ни смол, ни ароматических соединений. А ведь именно сера, бензол, смолы и полициклическая ароматика в бензине не нравятся авторам ужесточающихся европейских и американских стандартов. Стандарты «Евро-4» и «Евро-5» поднимут стоимость переработки нефти до таких высот, что даже у больших неуклюжих предприятий по переработке угля появится шанс на конкуренцию.
- В-третьих, GTL - это альтернативный путь экспорта природного газа и независимость от трубопроводов. Этот стимул наиболее актуален для приморских стран, сильно зависящих от экспорта своих природных ресурсов.

Поэтому первый масштабный шаг осуществил консорциум «Sasol-Chevron», построив в начале 2007 года завод в Катаре. В альтернативной транспортировке конкурент для GTL - технология получения сжиженного природного газа (LNG), которая сегодня куда лучше продвинута в коммерческую практику. Надо полагать, что в будущем обе эти технологии займут собственные ниши,

поскольку задачи у них разные: GTL превращает газ в жидкий продукт, легкий в хранении и предназначенный для нефтяного рынка, а LNG превращает газ в криогенную жидкость, которую дорого и сложно хранить и которая после доставки потребителю превращается все в тот же газ, но вдвое более дорогой. В-четвертых, с помощью технологии GTL можно утилизировать попутные газы нефтедобычи, которые сейчас в основном сжигают на факелах. (Только в России по разным оценкам в год сжигается от 20 до 40 млрд. кубометров попутных газов.) И наконец, в-пятых, GTL позволит извлечь прибыль от производства альтернативного синтетического топлива. На самом деле с прибыльностью у GTL проблемы из-за дороговизны оборудования. При современном уровне технологии завод GTL годовой мощностью в миллион тонн требует капиталовложений не менее миллиарда. Между тем аналогичный нефтеперерабатывающий завод обойдется вдвое дешевле. В результате источник конкурентоспособности - только в разрыве цен на газ и на нефть: если нефть станет очень дорогой, то GTL быстро окупится. По оценкам известного консалтингового агентства SRI, баррель сырой нефти должен стоять на мировом рынке существенно выше 20 долларов, тогда GTL становится выгодной и окупаемой технологией. Совершенно понятно, почему новый виток в развитии GTL наступил после нефтяного кризиса 1973 года и отчего крах нефтяных цен 1986-1998 годов добавил столько скепсиса. Международный опыт применения технологии GTL. Впервые промышленное производство СЖТ освоила компания Sasol, в настоящее время разработано уже несколько технологий его получения. Различия СЖТ, полученных по разным технологиям, сказываются и на цене конечного продукта. Ключевым фактором в динамике развития производства СЖТ являются цены на нефть: оно становится рентабельным, только если они достаточно высоки. Однако уже в 2001 г. компания Conoco заявила, что ей удалось настолько усовершенствовать технологию GTL, что строительство промышленных предприятий по переводу газа в жидкое топливо стало экономически выгодным при цене нефти всего в 20-21 дол. за баррель. С середины 90-х годов прошлого века удельные капиталовложения на строительство единицы мощности установок GTL снизились в пять раз, со 100 до 20 тыс. дол. на баррель. Вместе с активным ростом цен на природные энергоносители это привело к тому, что многие компании мира стали проектировать строительство заводов по производству СЖТ (табл.1); ряд предприятий уже строится или эксплуатируется. Первопроходцем строительства заводов по производству СЖТ стала южноафриканская компания Sasol. Ею построены и эксплуатируются установки по преобразованию угля в жидкие нефтепродукты в ЮАР: в 1955 г. в г.Сасолбург, а в 1980 г. - в г.Секунда. Позже компанией разработана технология суспензионного фазового катализа (slurry-phase distillate process), которую она применила на установке в г.Сасолбург. В 2004 г. принято решение о переводе установок с угля на природный газ, для чего построен газопровод, подводящий

газ к существующим мощностям. В настоящее время установка в г.Сасолсбург переведена на газ полностью, а в г.Секунда - лишь на 3%. В 1993 г. СЖТ-установка мощностью 22,5 тыс.барр./сут, на которой использовалась технология Sasol, построена в ЮАР компанией Mossgas (теперь Petro S.A.); её продукция рассчитана на внутренний рынок. Эта же компания совместно со Statoil соорудила опытно-промышленную установку мощностью 1 тыс. барр. СЖТ в сутки в г. Моссел-Бей (ЮАР), которая начала работать в апреле 2004 г. Таблица 1

Компания	Место распо-ложения	Мощность, млн.т/год	Год ввода в эксплуата-цию
Действующие заводы Petro SA	ЮАР	1,5	1993
Petro SA	ЮАР	0,7	2005
Shell MDS	Малай-зия	0,7	1993
Sasol/QP (Oryx)	Катар	1,6	2006
Shell	Катар	7,0	2011
Chevron	Нигерия	1,6	2013
Планируемые заводы Sasol/QP, Chevron	Катар	3,3	2014
Pacific GTL	Австра-лия	0,8	2015
Узбек-нефтегаз, Sasol, Petronas	Узбе- кистан	1,3	2017
Shell США	7,0		
Sasol США	2,4		
Marathon, QP	Катар	6,0	
Shell, INPC	Иран	0,7	
Sasol, NIOC	Иран	1,4	

Сейчас большая часть проектов GTL сосредоточена в странах Ближнего Востока, суммарные инвестиции в их осуществление в этом регионе в первом десятилетии века должны составить около 2 млрд дол.; на втором и третьем местах стоят государства Латинской Америки и Восточной Азии (примерно по 1 млрд дол.). Согласно прогнозам международного энергетического агентства Energy International Agency, в 2011-2020 гг. Ближний Восток заметно превзойдёт другие регионы по вложению средств в проекты GTL, нарастив их почти до 8 млрд дол. А в 2021-2030 гг. инвестиции ближневосточных стран достигнут 12 млрд дол. Страны Юго-Восточной Азии, Африки и Латинской Америки инвестируют в эти проекты примерно по 7 млрд дол. [6]. Катар стремится стать лидером на рынке синтетического жидкого топлива. Первый завод - Орух GTL - начал действовать в 2006 г. Ещё ряд проектов находится на различных стадиях проработки и реализации, так что к 2015 г. производство СЖТ в Катаре может достичь 800 тыс.барр./сут. Официальное открытие крупнейшего в мире завода Орух GTL (названного в честь национального животного Катара - саблерогой антилопы орикс) в г.Рас-Лаффан состоялось в июне 2006 г. Стоимость предприятия оценивается в 950 млн дол. Завод принадлежит компаниям Qatar Petroleum (51%) и южноафриканской Sasol (49%). Сырьём для производства 34 тыс.барр./сут жидких нефтепродуктов послужит природный газ месторождения Норт (North); суточный расход газа - 9,35 млн куб.м. На предприятии в сутки будет вырабатываться 24 тыс.барр. дизельного топлива, 9 тыс.барр. нефти и 1 тыс.барр. сжиженных нефтяных газов (LPG). Строительство комплекса велось с конца 2003 г., а в начале 2007 г. получена первая партия синтетического топлива. Возможно увеличение мощности завода до 100 тыс.барр./сут. Второй крупный проект в Катаре называется Pearl GTL. Его реализовали совместно Qatar Petroleum и Qatar Shell GTL Limited. Комплекс перерабатывает 44,8 млн куб.м/сут газа для производства 140 тыс.барр./сут СЖТ. На заводе сооружены две установки мощностью 70 тыс.барр./сут каждая;

первую построили в 2009 г., вторую - в 2011 г. О реализации третьего проекта договорились компании Qatar Petroleum и Exxon Mobil Qatar GTL Limited, заключив договор о начале строительства завода стоимостью 7 млрд дол. на базе технологии ExxonMobil. Производительность его составит 154 тыс.барр. СЖТ в сутки. Ещё два проекта строительства установок GTL: компании Marathon Oil (120 тыс.барр./сут) и компании Conoco Phillips (160 тыс.барр./сут) - правительство временно приостановило, намереваясь проанализировать последствия быстрого развития этого производства для экономики страны, а также провести дополнительные исследования месторождения Норт (North), газ которого предполагается использовать в обеих установках. И в том, и в другом проектах начало коммерческого производства планировалось на 2010 г.[8]. В Малайзии имеется действующая СЖТ-установка. В 1993 г. консорциум в составе Shell (72%), Mitsubishi's Diamond Gas Holdings (14%), Petronas (7%) и Sarawak (7%) построил её в городе Бинтулу на основе технологий Shell. Она функционировала до 1997 г., пока не была выведена из строя в результате аварии. В апреле 2000 г. установку восстановили и модернизировали, мощность её увеличилась с 12,5 до 14,5 тыс.барр./сут. Продукция полностью идёт на экспорт. В Нигерии планируют перерабатывать в СЖТ газ шельфовых месторождений района Эскравос. В 2007 г. предполагается завершить строительство завода мощностью 33,5 тыс.барр./сут (22 тыс.барр. дизельного топлива, 9,5 тыс. - «тяжёлого» бензина и 2 тыс. - жидкого нефтяного газа). Этим активом владеют компании Chevron Nigeria (75%) и Nigeria National Petroleum Company (25%). Компания Sasol, предоставившая технологию и разработавшая установку, будет осуществлять её техническое обслуживание. Сооружение этого завода станет одним из этапов реализации программы нигерийского правительства по полному прекращению сжигания газа [5]. В Папуа-Новой Гвинее в июне 2004 г. правительство подписало с компаниями Niugini Gas & Chemical Pte, I&G Venture Capital Co. Ltd. и Rentech меморандум о взаимопонимании по вопросу строительства газопровода и комплекса по переработке природного газа, в который входит установка по получению СЖТ мощностью 15 тыс.барр./сут. В настоящее время фирма Syntroleum изучает также возможность строительства плавучей СЖТ-установки. В Боливии компании Repsol-YPF и Ivanhoe Energy рассматривают возможность осуществления проекта GTL с использованием технологий Syntroleum; проектная мощность предприятия - 90 тыс.барр./сут. Кроме того, Repsol-YPF разработала проект предприятия мощностью 13,5 тыс.барр./сут, а компания GTL Bolivia намерена соорудить установку мощностью 10 тыс.барр./сут (с перспективой расширения до 50 тыс.барр./сут) с использованием технологий компании Rentech и газа с месторождения Итау (Itau). В Бразилии заинтересованность в производстве СЖТ и создании стратегического партнёрства с владельцами технологий выразила компания Petrobras. В Египте правительство обсуждает предложенный Ivanhoe Energy проект строительства завода СЖТ мощностью 45

тыс.барр./сут. Предприятие станет альтернативой производству СПГ и сооружению газопроводов. В Иране правительство планирует использовать часть запасов газа шельфового месторождения Южный Парс как сырьё для производства СЖТ. Компании Shell и Statoil предложили построить такой завод в г.Ассалуе, где уже функционирует газоперерабатывающий завод. Реализовать проект предположительно будет Iran National Petrochemical Company (INPC). В Алжире компания Sonatrach планирует строительство завода по производству СЖТ, на который может направляться газ месторождений, расположенных на границе с Ливией. Если проект будет реализован, к 2020 г. его производительность достигнет 35 тыс.барр./сут. Владелец технологий Shell и Sasol, а также компаниям ChevronTexaco и PetroS.A. предоставлена возможность составить коммерческие предложения, и одна из них станет партнёром Sonatrach. GTL в России Только в России официально о таких планах объявили «Газпром», «Роснефть» и «Лукойл». Россия обладает 24 % мировых доказанных запасов газа, существенная часть которых невосребована вследствие отсутствия необходимой для его транспорта инфраструктуры. Кроме того, наша страна является мировым лидером по объёму сжигаемого нефтяного газа: в 2011 г. на факелах сожжено 16,8 млрд. м3 [9]. Отмеченное требует новых подходов к монетизации российского газа (как природного, так и нефтяного), в числе которых может быть GTLтехнология. В течение последнего десятилетия рядом российских энергетических компаний (например, ОАО «Газпром», ООО «Иркутская нефтяная компания» и др.) оценивались возможности создания крупнотоннажных GTLзаводов на территории России с использованием отработанных технологий западных компаний (Shell, JapanGTL, Syntroleum). Однако вследствие указанных рисков GTL бизнеса планы по строительству российских заводов были свернуты. В настоящее время в России рядом инновационно активных организаций (ООО «Газохим-Техно», ООО «Энергосинтоп-Инжини-ринг», ООО «Инфра технологии», Институт нефтехимического синтеза РАН, ООО «СИТИС» и др.) разрабатываются GTLтехнологии, но большинство проектов находится в стадии теоретической проработки или пилотной реализации и требуют проведения дополнительных длительных и дорогостоящих исследований. Наряду с оценкой эффективности крупнотоннажного производства жидких углеводородов на базе крупных месторождений страны имеет смысл рассмотреть экономическую целесообразность вовлечения в GTLпроизводство средних и мелких месторождений, а также нефтяного газа. Несмотря на то, что в России высокий ценовой дифференциал вряд ли возможен из-за низких внутренних цен на нефтепродукты и роста цен на газ, использование GTLтехнологий может быть целесообразным на газовых месторождениях, удаленных от транспортной инфраструктуры (например, в Восточной Сибири), а также для монетизации нефтяного газа. Заключение Намерений развивать новую технологию больше

чем достаточно. Но что-то всех сдерживает. Что именно? Это прибыльность. Действительно, все остальные стимулы важны, но вторичны, а инвесторы хотят вкладывать деньги только в прибыльные проекты. Мы уже упоминали о связи прибыльности GTL с ценами на нефть. Более пессимистичен энергетический прогноз до 2030 года американского министерства энергетики. Анализируя перспективы развития GTL на Аляске, оно отмечает, что если технология не изменится, то до 2030 года не будет построено ни одного предприятия. Если же удастся снизить стоимость хотя бы одной из стадий на 25%, то речь уже может идти о том, чтобы с помощью GTL производить 6 млн. т/год к 2030 году, а при условии значительного повышения цен на нефть - до 8 млн. т/год. Очевидно, что современная технология GTL находится на грани экономической целесообразности. Поэтому реализуются, и то с трудом, только проекты с большой внеэкономической составляющей (в Катаре и Нигерии).