

Нефтегазопереработка

Ресурсная обеспеченность нефтегазоперерабатывающей отрасли в Югре отличается значительным превышением располагаемых ресурсов углеводородного сырья над текущими объемами его переработки на предприятиях округа. В частности, в Югре добывается 243 млн тонн нефти, из которых лишь около 6 млн тонн используется для нужд нефтеперерабатывающей отрасли. Кроме того, из Ямало-Ненецкого автономного округа поставляется на территорию округа 9 млн т газового конденсата для переработки на Сургутском ЗСК. Добыча попутного нефтяного газа в округе также значительно превосходит объемы его переработки газоперерабатывающими заводами Югры, объемы добычи и переработки составляют 32 и 24 млрд. м³ соответственно (2015 г.).

Основное технологическое оборудование газоперерабатывающих предприятий было введено в эксплуатацию в 1980-х годах, а нефтеперерабатывающих – во второй половине 1990-х годов и с тех пор подвергалось локальной модернизации. При этом моральное устаревание оборудования не играет существенной роли для технологических процессов той сложности, которая используется для переработки нефти и попутного нефтяного газа, а физический износ компенсируется регулярным техническим обслуживанием и поддержанием работоспособности. В то же время следует признать, что для нормального развития нефтеперерабатывающей отрасли недостаточно регулярной замены отдельных агрегатов, а требуется масштабная инвестиционная программа, предполагающая сооружение технологических установок, которые в настоящий момент отсутствуют на предприятиях.

Обеспеченность технологическими ресурсами и инновациями в нефтегазопереработке Югры может быть оценена как недостаточная. Инновационные технологии переработки попутного нефтяного газа (например, локальная переработка осушенного газа в метанол, передвижные модульные ГПЗ, технологии получения жидких моторных топлив непосредственного из попутного газа) в регионе не используются, нефтеперерабатывающие предприятия представляют собой преимущественно установки первичной переработки нефти.

Обеспеченность нефтегазопереработки энергетическими ресурсами в Югре, которая является энергоизбыточным регионом, очень хорошая. Газоперерабатывающие предприятия являются заметными потребителями электроэнергии в регионе, их суммарная потребляющая мощность составляет около 500 МВт, однако сетевая энергогенерация в Югре обеспечивает бесперебойное удовлетворение их технологических потребностей.

Что же касается конкурентоспособности отрасли внутри страны, то применительно к газопереработке можно утверждать, что основным конкурентом Югры в этой сфере является Ямало-Ненецкий автономный округ, где реализуются инвестиционные проекты по созданию новых мощностей, а в нефтепереработке конкуренцию югорским заводам создает Антипинский НПЗ в Тюменской области. При этом в газопереработке речь идет о конкуренции за инвестиционные ресурсы внутри одной компании («Сибур»), тогда как Антипинский НПЗ, на котором реализуется проект расширения мощностей, является прямым конкурентом предприятий округа на местных рынках сбыта нефтепродуктов.

Таблица 1

Характеристика нефтеперерабатывающих предприятий Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

Название	Расположение	Владелец	Год запуска	Мощность, тыс. т	Деятельность в 2014 году, тыс. т				
					Поставки сырья	Выпуск светлых нефтепродуктов:			
						всего	автобензин	дизельное топливо	керосин
Нижневартовское НПО	Нижневартовск	Роснефть	1998	5 000	5 007	659		539	120
УППН «Варьеганнефть»	Радужный	РуссНефть		100	72	18		18	
УПН и ПБ «Сургутнефтегаз»	Сургут	Сургутнефтегаз		118	114	0			
УППН ТПП «Когалымнефтегаз»	Когалым	ЛУКОЙЛ	1997	300	383	122	37	66	18
Красноленинский НПЗ	Нягань	Роснефть	1996	275	287	89		68	20
УППН ТПП «Урайнефтегаз»	Урай	ЛУКОЙЛ	1995	100	128	33	16	17	
Сургутский ЗСК	Сургут	Газпром	1985	12 000	4 105	2 239	1 517	722	166
ВСЕГО				17 893	10 095	3 158	1 570	1 430	325

Источники: данные компаний, Росстат

Сургутский ЗСК «Газпром» был запущен в 1985 году для переработки поступающего по трубопроводу из Уренгоя газового конденсата Ямала. Предприятие является на сегодняшний день единственным полноценным предприятием по переработке жидких углеводородов, на мощностях которого возможно получать весь спектр товарных светлых нефтепродуктов – дизельное топливо, автомобильные бензины и керосин. Прочая продукция – сжиженные углеводородные газы, стабильный конденсат и дистиллят газового конденсата, которые используются для нефтехимических и топливных нужд. Несмотря на большие объемы производства нефтепродуктов, основной деятельностью Сургутского ЗСК является стабилизация газового конденсата. Проектная мощность предприятия изначально составляла 8 млн т стабилизации газового конденсата ежегодно, в настоящее время увеличена до 12 млн т. При этом на собственно переработку (получение нефтепродуктов) направляется менее половины всех объемов сырья и в силу технологических причин эта доля имеет тенденцию к сокращению. Росстат ведет учет переработки, тогда как собственник предприятия – количества поставленного на предприятие газового конденсата, чем вызвано большое расхождение мощности и фактических объемов переработки сырья.

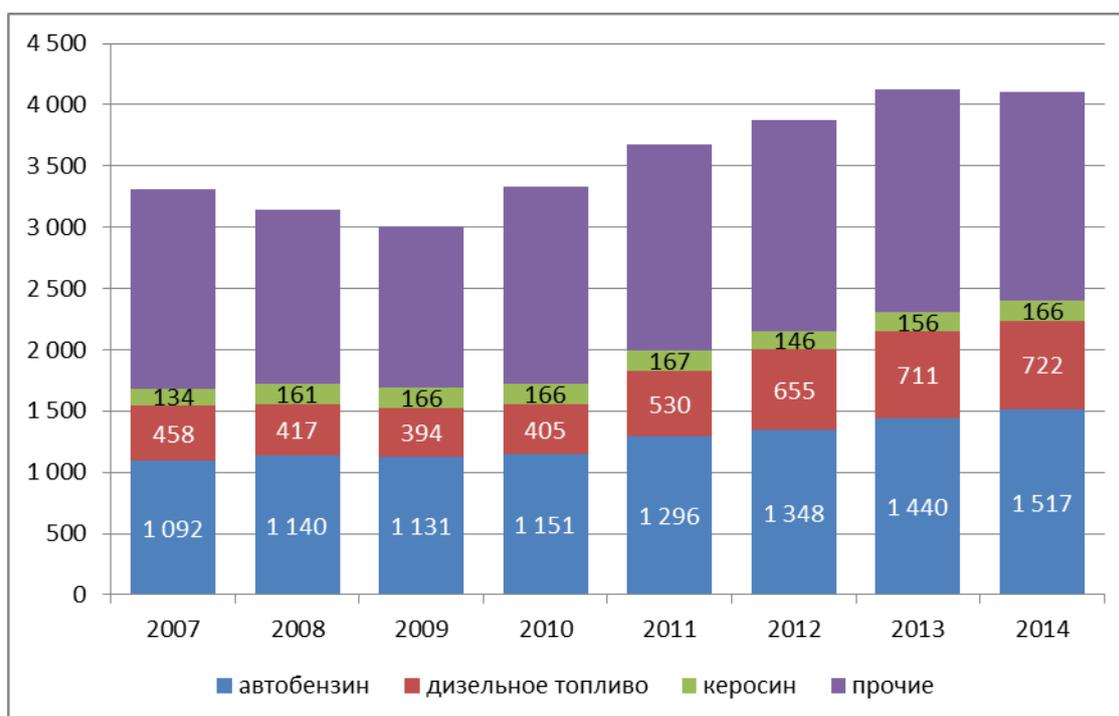


Рисунок 1 – Переработка газового конденсата и выпуск нефтепродуктов Сургутским ЗСК, тыс т, данные Росстата

Нефтеперерабатывающее предприятие в Нижневартовске было одним из первых крупнотоннажных НПЗ, созданных в России в постсоветский период. Основой предприятия стали несколько установок стабилизации нефти. Выпуск нефтепродуктов начался в 1998 году. Мощность предприятия поначалу не превышала 1 млн т, в дальнейшем, однако, технологическое объединение расширялось и сейчас способно перерабатывать более 5 млн тонн сырой нефти ежегодно. Предприятие осуществляет только первичную переработку нефти, выход товарных светлых нефтепродуктов с тонны переработанного сырья крайне низок,

нетоварные фракции, составляющие более половины продуктовой корзины, возвращаются в состав нефтяного сырья. Основной товарной продукцией является дизельное топливо. Предприятие было создано Тюменской нефтяной компанией, которая в 2003 году вошла в состав ТНК-ВР, с 2012 года Нижневартовское НПО принадлежит «Роснефти».

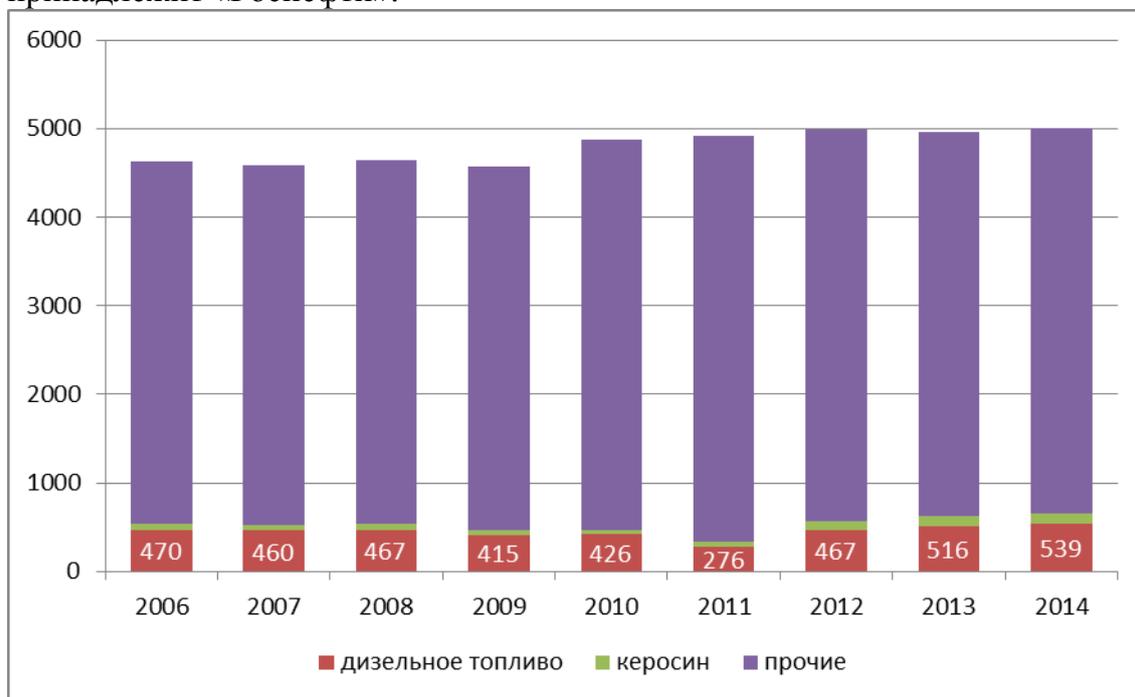


Рисунок 2 – Переработка нефти и выпуск нефтепродуктов Нижневартовским НПО, тыс. т

Красноленинский НПЗ

Завод мощностью 275 тыс. тонн по американской технологии был запущен в Нягани в 1996 году для нужд объединения «Кондпетролеум». Включает в состав блок АТ, осуществляющий первичную переработку нефти. Товарной продукцией являются дизельное топливо, авиационный керосин, завод производит также газовый бензин (фракцию C_5-C_6). Несмотря на полную загрузку предприятия, на выпуск товарных нефтепродуктов направляется чуть более половины перерабатываемых объемов, прочее возвращается в состав нефтяного сырья. Завод был построен нефтяной компанией «СИДАНКО», затем в 1999 году вошел в состав Тюменской нефтяной компании, в 2003 – ТНК-ВР, с 2012 года принадлежит «Роснефти».



Рисунок 3 – Переработка нефти и выпуск нефтепродуктов Красноленинским НПЗ, тыс. т

Урайский НПЗ

Мини-НПЗ мощностью 100 тыс. тонн был построен «ЛУКОЙлом» в 1995 году для обеспечения собственных нужд нефтедобывающего предприятия «Урайнефтегаз». Завод включает в состав установку АВТ и блок производства битума, нетипичной особенностью Урайского НПЗ, в отличие от других подобных предприятий, является выпуск товарных автомобильных бензинов, тогда как единственным товарным светлым нефтепродуктом большинства НПЗ является только дизельное топливо, для получения которого не требуется наличие на предприятии мощностей вторичных процессов. Нетоварные полупродукты заводом не производятся, соответствующие фракции возвращаются в нефтяное сырье.

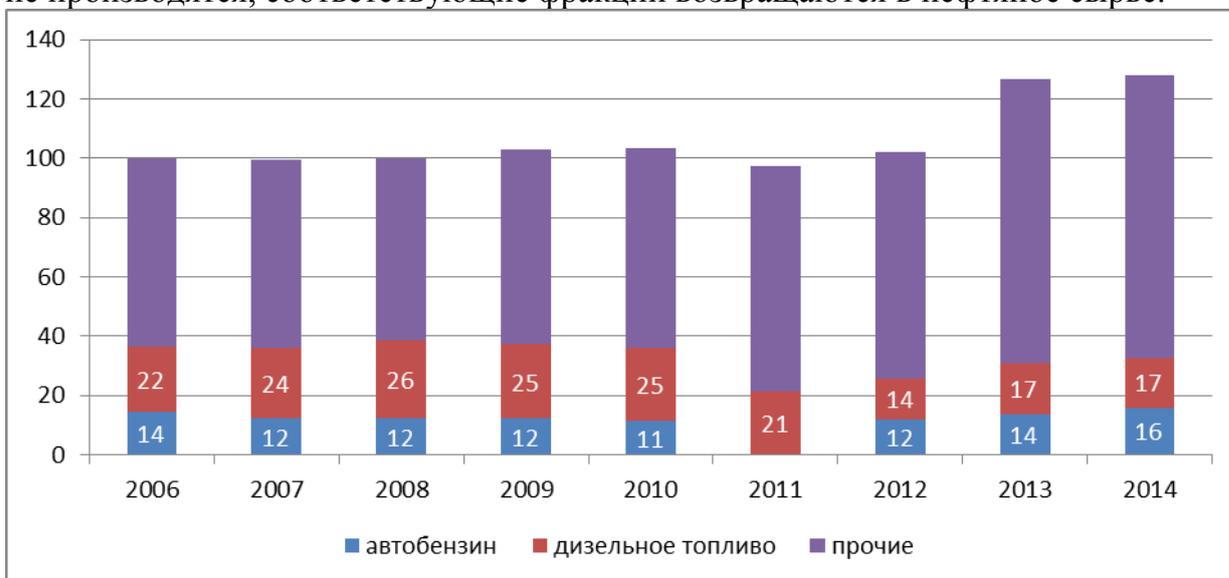


Рисунок 4 – Переработка нефти и выпуск нефтепродуктов Урайского НПЗ, тыс т

Когалымский НПЗ

Мини-НПЗ в Когалыме мощностью 300 тыс. тонн был запущен «ЛУКОЙлом» в 1997 году для нужд местного нефтедобывающего подразделения. Предприятие

включает установку АВТ первичной переработки нефти, а также блок риформинга, позволяющий производить автомобильные бензины, и битумное производство. Завод имеет высокую загрузку мощностей, однако нетоварные полупродукты не производит, они возвращаются в состав нефтяного сырья.

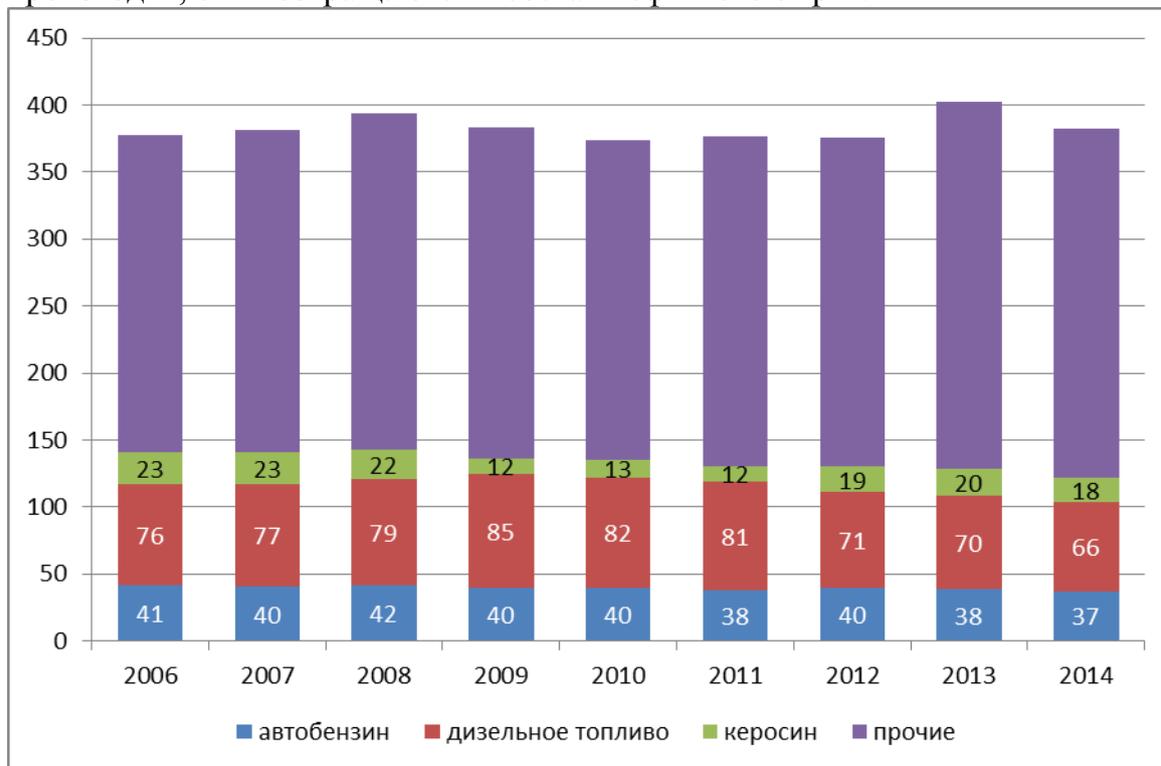


Рисунок 5 – Переработка нефти и выпуск нефтепродуктов Когалымским НПЗ

УПН «Сургутнефтегаза»

Установка подготовки нефти «Сургутнефтегаза» в Сургутском районе округа работает более полутора десятилетий. Она представляет собой блок первичной переработки нефти АВТ мощностью 118 тыс. т и битумное производство. До 2010 года основной товарной продукцией этого мини-НПЗ было дизельное топливо, в настоящее время, помимо битума, завод производит судовое топливо.



Рисунок 6 – Переработка нефти и выпуск нефтепродуктов УПН «Сургутнефтегаза», тыс т

НПУ «Варьёганнефти»

Нефтеперегонная установка мощностью 100 тыс. тонн успешно работает в составе нефтедобывающего предприятия более полутора десятилетий. Предприятие представляет собой простую установку первичной переработки нефти АТ, его основной продукцией является дизельное топливо, которое используется для собственных нужд нефтедобывающей компании. На выпуск конечной продукции направляется сравнительно небольшая часть поставляемой на завод нефти, остальные объемы полученных полупродуктов возвращаются в состав нефтяного сырья. В настоящее время установка принадлежит НК «РуссНефть».



Рисунок 7 – Переработка нефти и выпуск нефтепродуктов НПУ «Варьёганнефти», тыс т

Несмотря на номинально большие объемы нефти, которые поступают на НПЗ и учитываются официальной статистикой как первичная переработка нефтяного сырья, реальное использование местных ресурсов для производства товарной продукции в ХМАО-Югре минимально и примерно втрое меньше официально заявленных цифр

Все шесть НПЗ округа были построены в 1990-е годы для удовлетворения собственных потребностей нефтяных компаний в моторном топливе, которое ранее поступало в Югру из других, причем существенно удаленных регионов. Система магистральных продуктопроводов обеспечивала доставку нефтепродуктов, произведенных на НПЗ страны до Тюмени, откуда они доставлялись до потребителей железнодорожным транспортом, при этом в саму систему нефтепродукты поступали с удаленных на сотни километров нефтеперерабатывающих заводов в Уфе и Омске. В условиях нестационарных деловых отношений 1990-х годов зависимость от внешних поставок топливных ресурсов была не только экономически невыгодна нефтяным компаниям, но и несла определенные риски. По этой причине строительство маломощных и несложных локальных нефтеперерабатывающих мощностей позволило нефтяным компаниям округа обеспечить стабильное обеспечение моторным топливом не только собственных потребностей, но и локальных рынков.

Учитывая малые масштабы производства, удельные капиталовложения владельцев соответствующих активов оказываются выше, чем собственников крупных НПЗ. При этом выход товарных светлых нефтепродуктов на НПЗ Югры крайне низок и не превышает даже по лучшим предприятиям 40% от поставляемых на завод сырьевых ресурсов, а вышеназванные установки позволяют только повысить качество, но не увеличить суммарный выпуск товарной продукции. При этом основное технологическое оборудование мини-НПЗ Югры, запущенное в 1990-х – начале 2000-х годов, уже имеет значительный физический износ, вызванный, в том числе работой в северных условиях. По этой причине поддержание работоспособности и высокой загрузки мощностей нефтеперерабатывающих предприятий в округе является более сложной задачей для их собственников, чем управление более крупными НПЗ в других регионах страны.

Дополнительным негативным фактором, оказывающим сильное воздействие на работу мини-НПЗ округа, стало строительство в 2007 году и поэтапное расширение Антипинского НПЗ в Тюменской области, который создает уверенную конкуренцию местным производителям и производит в полтора раза больше дизельного топлива, чем все шесть югорских заводов вместе взятые. После завершения идущей в настоящее время модернизации Антипинского НПЗ (строительство установок риформинга и гидрокрекинга вакуумного газойля) предприятие станет крупным производителем автомобильных бензинов и сможет существенно увеличить выпуск дизельного топлива, что ухудшит позиции мини-НПЗ на локальных рынках, несмотря на географическую близость к потребителям. Схожая ситуация будет складываться и на рынке авиационного керосина.

Сургутский завод стабилизации конденсата отличается от работающих в Югре мини-НПЗ широким ассортиментом продукции и существенно более высоким выходом товарных светлых нефтепродуктов с тонны переработанного сырья. Однако это объясняется особенностями самого сырья (преобладание легких фракций), а не технологическим совершенством предприятия. Кроме того, Сургутский ЗСК единственный среди всех переработчиков жидких углеводородов округа имеет выраженную положительную динамику и за последнее десятилетие увеличил объемы фактической переработки сырья на треть. В то же время, изначальной и основной деятельностью данного предприятия, которое входит в состав «Газпрома», является подготовка фракций газового конденсата для транспортировки и дальнейшей переработки, а не выпуск товарных нефтепродуктов.

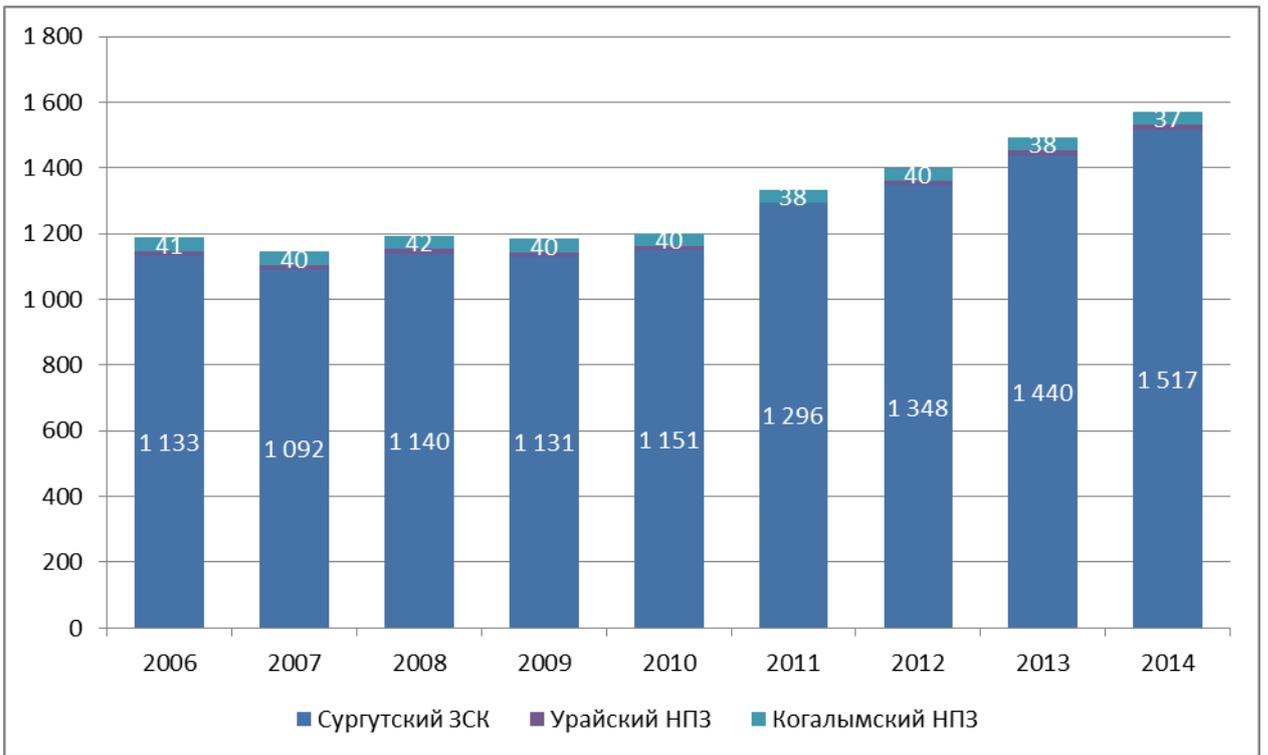


Рисунок 8 – Выпуск автобензина предприятиями Югры, тыс. т

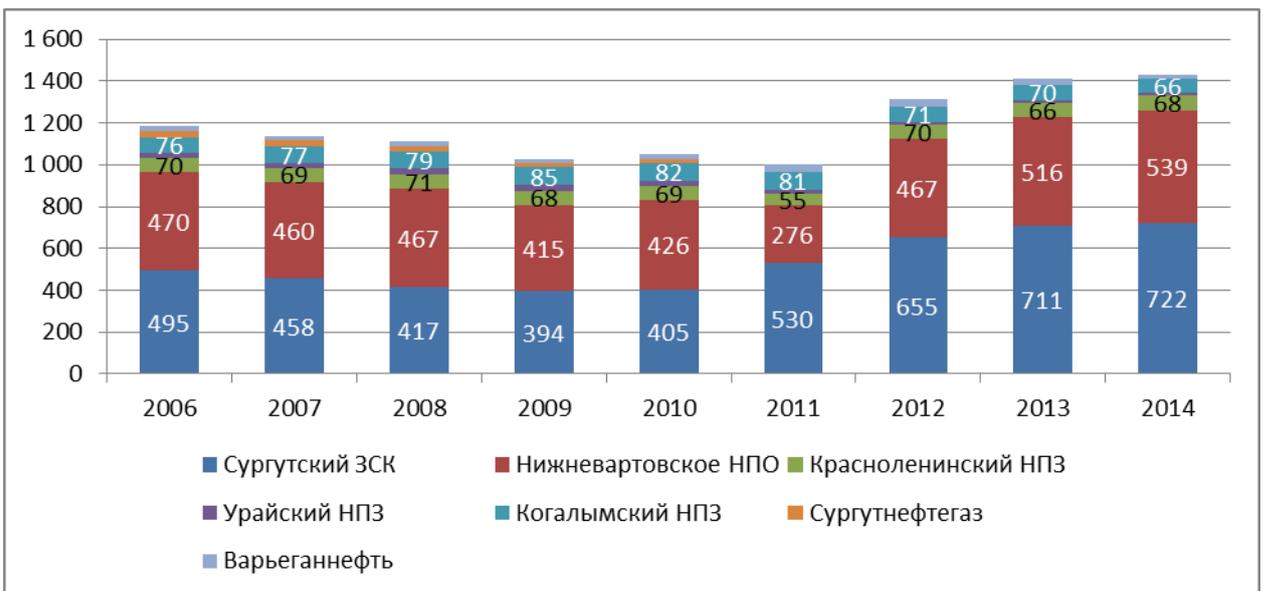


Рисунок 9 – Выпуск дизельного топлива предприятиями Югры, тыс. т

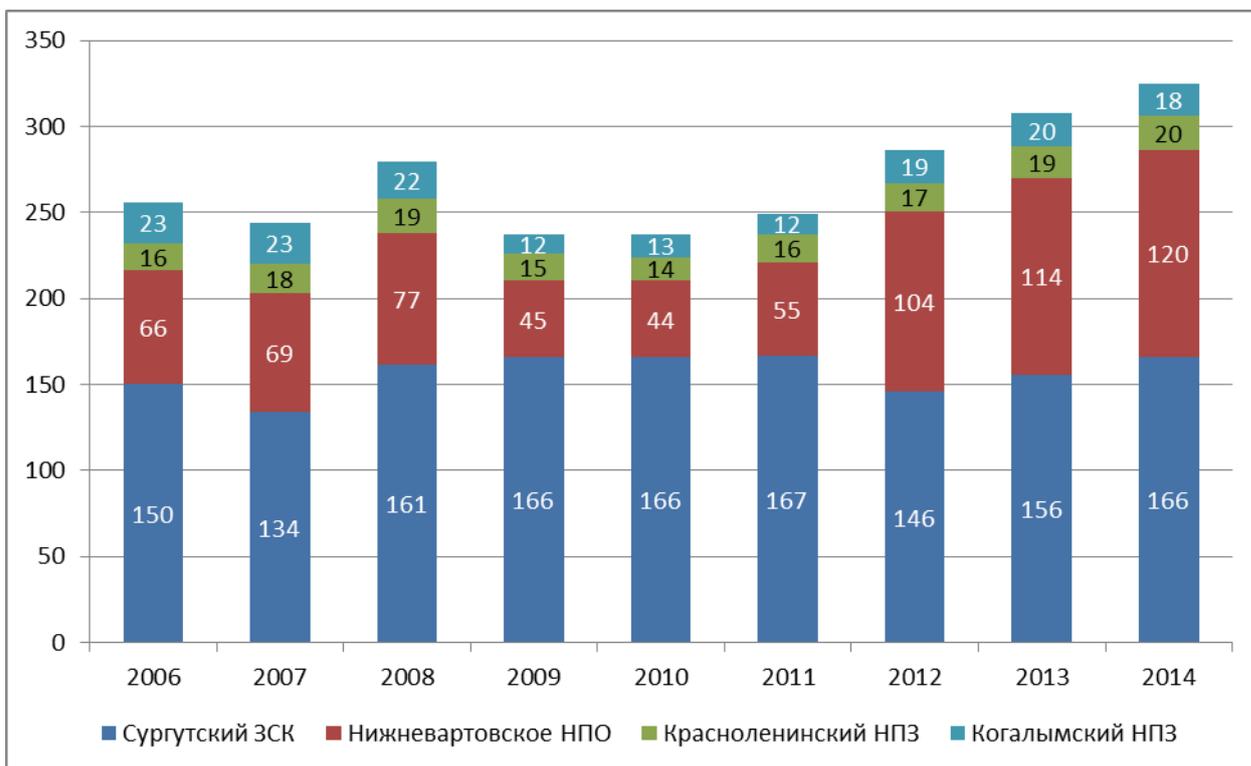


Рисунок 10 – Выпуск авиационного керосина предприятиями Югры, тыс. т

Следствием слабого развития нефтепереработки в Югре является высокий уровень розничных цен на нефтепродукты, что кажется странным для региона, добывающего половину всей нефти в России. По уровню цен на нефтепродукты (от самых дешевых) на начало 2016 года Югра занимает 60 место для бензина Аи-92 и 73 место для дизельного топлива из 83 рассматриваемых регионов (поставки нефтепродуктов в Крымский федеральный округ пока не отлажены).

Доля югорских НПЗ в объемах нефти, которая перерабатывается их собственниками в России, устойчиво сокращается, причем эта тенденция характерна для всех четырех нефтяных компаний. Если в начале 2000-х годов доля поступающей на НПЗ округа нефти превышала 5%, то в настоящее время она составляет менее 4%. Основной причиной является ограниченность мощностей югорских НПЗ, низкий выход товарных светлых нефтепродуктов и их изначальная ориентация на удовлетворение собственных потребностей нефтедобывающих предприятий.

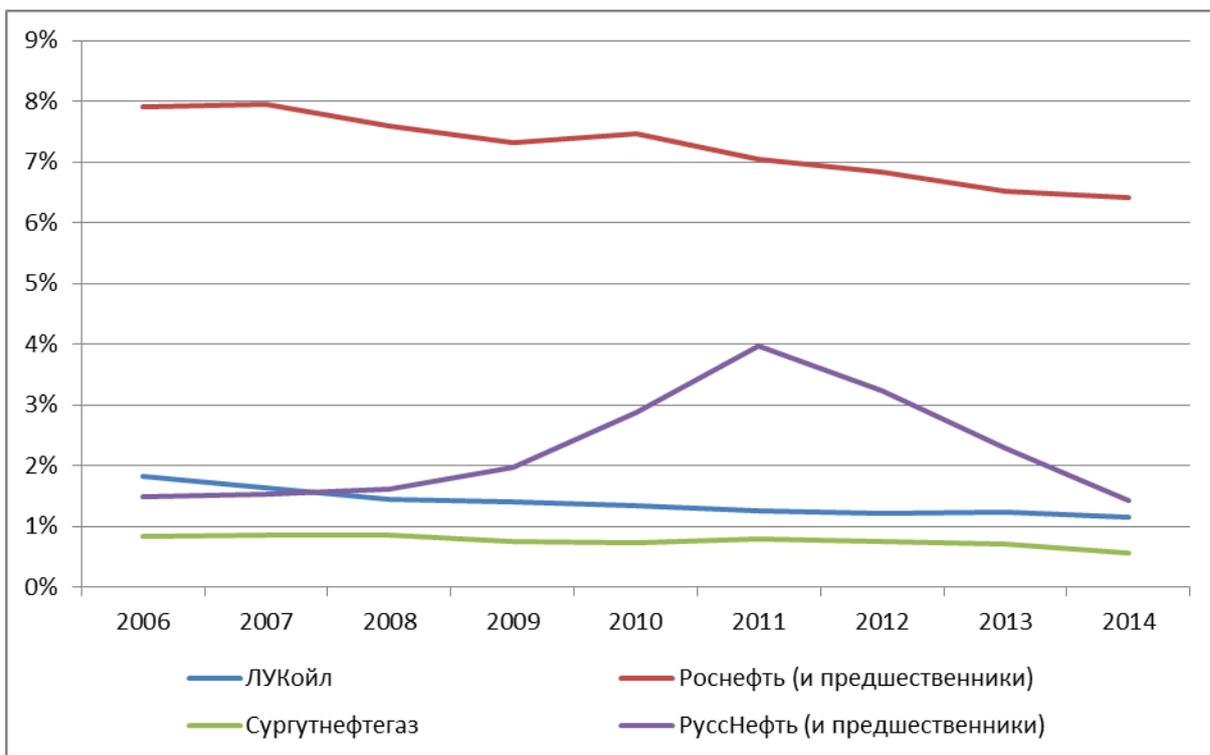


Рисунок 11 – Доля нефти, поступающей на переработку на югорские НПЗ компаний-собственников

Общие итоги представленных выше оценок и прогнозов представлены в таблице ниже.

Таблица 2

Ожидаемый спрос на товарные светлые нефтепродукты в Югре, тыс. тонн

Вид продукта	2015	2020	2025	2030
Автобензин	500	650	760	800
Дизельное топливо (авто)	1300	1320	1350	1365
Авиакеросин	250	275	345	470
ВСЕГО	2050	2245	2455	2635

Источник: экспертные оценки автора

Основные проблемы нефтеперерабатывающей отрасли Югры: физически изношенные и ограниченные мощности, формирующийся дефицит товарных светлых нефтепродуктов, высокие розничные цены на моторное топливо, крайне низкая эффективность переработки нефти (расход большого количества сырья для получения 1 тонны товарной продукции). Наиболее эффективным способом решения данных проблем является строительство в округе нового полноценного нефтеперерабатывающего завода на базе одного из действующих предприятий.

Наиболее логичным решением является использование наиболее крупных среди мини-НПЗ мощностей Нижневартовского нефтеперерабатывающего объединения, однако это требует их существенной технологической модернизации и интеграции в единый нефтеперерабатывающий комплекс, что сопряжено с рядом проблем. В связи с этим более простым решением представляется строительство

нового НПЗ в более освоенной, населенной и обеспеченной транспортной инфраструктурой восточной части региона, в частности в Нижневартовске. Проектная мощность предприятия может составить 6 млн тонн по первичной переработке нефти, выход товарных светлых нефтепродуктов (бензин, дизельное топливо, керосин) должен составлять не менее 60%. Потенциальными инвесторами данного проекта могут выступить в партнерстве нефтяные компании «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Русснефть», а также частные коммерческие организации региона при участии в управлении предприятием властей автономного округа и обязательной регистрации в качестве налогового резидента Югры.

Ввод основных мощностей предприятия предполагается осуществить в две очереди, первая из которых разделена на два этапа. Мощности первого этапа включают установку первичной переработки нефти, которая позволяет производить товарные дизельное топливо и керосин, нуждающиеся в гидроочистке для снижения содержания серы до законодательно разрешенного уровня. После успешного запуска мощностей первого этапа, вводятся созданные параллельно с ними мощности второго этапа, которые включают технологическое оборудование, перерабатывающее полученные при первичной переработке полупродукты в компоненты автомобильного бензина. Максимальное быстрое начало производства автомобильного бензина является важнейшей задачей данного НПЗ.

Мощности второй очереди, которая может быть введена в эксплуатацию через четыре года после освоения первой, составляет технологическое оборудование, меняющее качественный состав корзины нефтепродуктов. Изомеризация и алкилирование увеличивают выпуск высокооктанового автомобильного бензина, и гидрокрекинг вакуумного газойля – объемы товарного дизельного топлива.

В результате создания нового НПЗ в Югре эффективность переработки нефти значительно вырастет. Если в настоящее время шесть НПЗ, которые работают в регионе, используют для получения 1 тонны товарных светлых нефтепродуктов в среднем 6 тонн нефти, то новому предприятию для этого будет достаточно 1,7 тонны. Таким образом, эффективность переработки нефти увеличится почти в четыре раза.

Характеристика предприятий газопереработки Югры

Таблица 3

Характеристика газоперерабатывающих предприятий Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

Название	Расположение	Владелец	Год запуска	Поставщики газа	Мощность, млн м ³	Деятельность в 2014 году			
						объем переработки, млн м ³	производство продукции		
							сухой газ, млн м ³	фракция С ₃ -С ₆ , тыс т	состав фракции
Белозерный	Нижневарт. район	Сибур	1980	Роснефть, РуссНефть	4600	4 603	4 070	1 283	ШФЛУ
Няганьгазпереработка	Нягань	Сибур	1987	Роснефть, ЛУКОЙЛ	2600	1 863	1 639	449	СПБТ и БГС
Локосовский	Лангепас	ЛУКОЙЛ	1983	ЛУКОЙЛ	2300	2 049	1 613	723	ШФЛУ
Нижневартовский	Нижневартовск	Сибур	1975	Роснефть	6200	5 890	5 178	1 418	ШФЛУ
Сургутский	Сургут	Сургутнефтегаз	1980	Сургутнефтегаз	7280	6 224	5 156	657	СПБТ и БГС
Южно-Балыкский	Пыть-Ях	Сибур	1978	Роснефть	2900	3 142	2 638	1 117	ШФЛУ
Приразломный	Нефтеюганск	Монолит	2011	Роснефть	200	226	125	135	СПБТ и БГС
Западно-Салымский	Салым	Монолит	2011	Салым Петролеум	360	332	207	90	СПБТ и БГС
Южно-Приобский	Ханты-Мансийск	Сибур и Газпром нефть	2015	Газпром нефть	900	строился	строился	строился	ШФЛУ
ВСЕГО					27340	24 328	20 626	5 870	

Источники: данные компаний, Росстат, данные Администрации Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, экспертные оценки автора

Нижневартовский газоперерабатывающий завод был построен первым из западно-сибирских ГПЗ в 1975 году для переработки попутного нефтяного газа Самотлорского и смежных месторождений. Установленная мощность ГПЗ на 1991 год составляла 4,8 млрд м³ попутного газа, в дальнейшем была расширена до 6,42 млрд м³, однако до конца 2000-х годов значительная часть мощностей были законсервированы либо простаивали из-за недостатка попутного нефтяного газа. С 1995 года Нижневартовский ГПЗ входит в состав холдинга «Сибур», в 2007-2014 годах завод выделялся в совместное предприятие «Юграгазпереработка», где партнерами «Сибура» были нефтяная компания ТНК-ВР, а в 2012-2014 годах «Роснефть». Предприятие производит из попутного нефтяного газа сухой газ, который направляется в газопровод «Парабель-Кузбасс», ШФЛУ, которая направляется по трубопроводу на Тобольский НХК и на отгрузку в другие регионы, а также неразделенные на отдельные компоненты сжиженные углеводородные газы и газовый бензин, которые отгружаются потребителям автомобильным и железнодорожным транспортом.

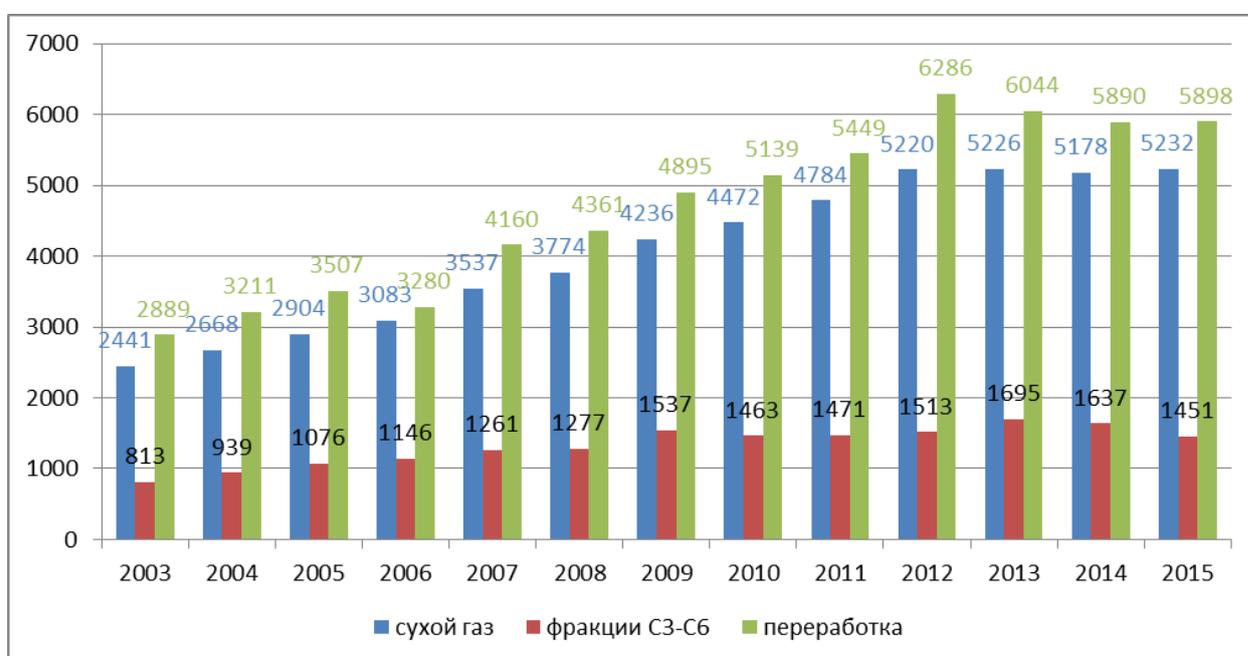


Рисунок 12 – Переработка попутного нефтяного газа (млн м³), выпуск сухого газа (млн м³) и фракции C₃-C₆ Нижневартовским ГПЗ

Белозерный ГПЗ

Завод был запущен в 1980 году для переработки попутного нефтяного газа Самотлорского, Белозерного и смежных месторождений. Установленная мощность ГПЗ на 1991 год составляла 6,48 млрд м³, однако в 1990-е годы часть мощностей была законсервирована, в настоящее время завод способен перерабатывать около 5 млрд м³. Как и расположенный рядом Нижневартовский ГПЗ, предприятие в Белозерном с 1995 года входит в состав «Сибура», в 2007-2014 выделялось в «Юграгазпереработка». Полученные на заводе сухой газ и ШФЛУ поставляются по трубопроводам, газовый бензин отгружается железнодорожным транспортом.

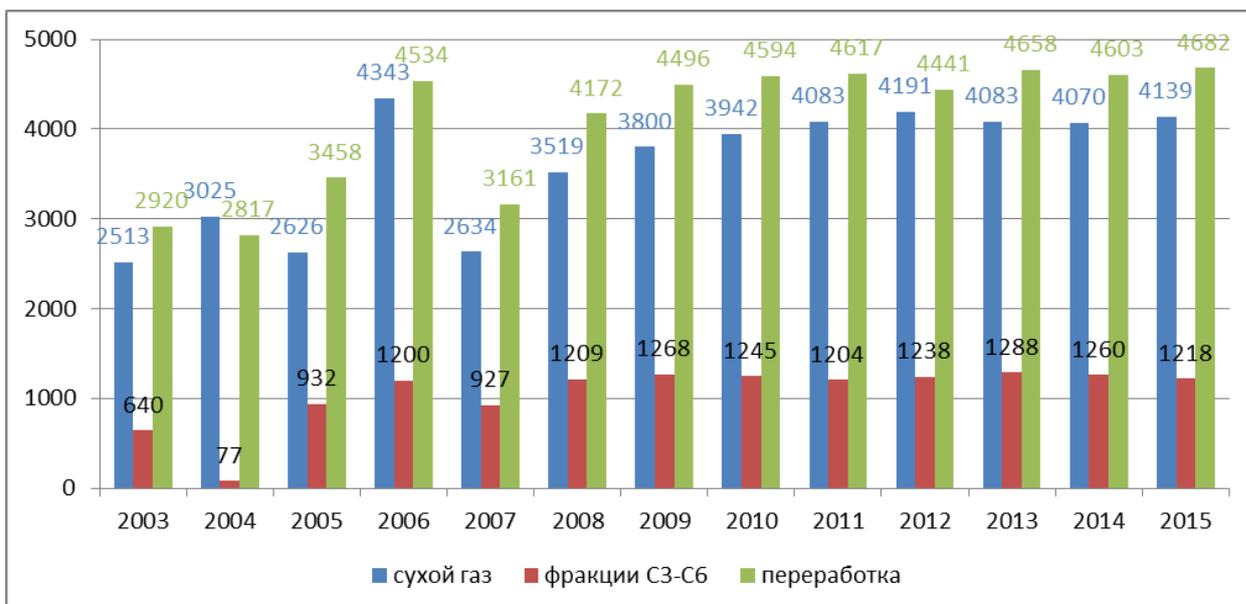


Рисунок 13 – Переработка попутного нефтяного газа (млн м³), выпуск сухого газа (млн м³) и фракции C₃-C₆ Белозерным ГПЗ

Южно-Балыкский ГПЗ

Завод в городе Пыть-Ях был запущен в 1978 году для переработки газа Южно-Балыкского и смежных месторождений. Первоначальная мощность ГПЗ в 1,07 млрд м³ была расширена к середине 2000-х годов до 1,6 млрд, в настоящее время завод может перерабатывать до 3 млрд попутного нефтяного газа. С 1995 года предприятие принадлежит «Сибуру». Южно-Балыкский ГПЗ располагается в непосредственной близости от наливной эстакады, по которой ШФЛУ с ГПЗ и из продуктопровода Белозерный-Тобольск отгружается по железной дороге в другие регионы страны для переработки. Осушенный газ с ГПЗ поступает в магистральный газопровод Уренгой-Челябинск.

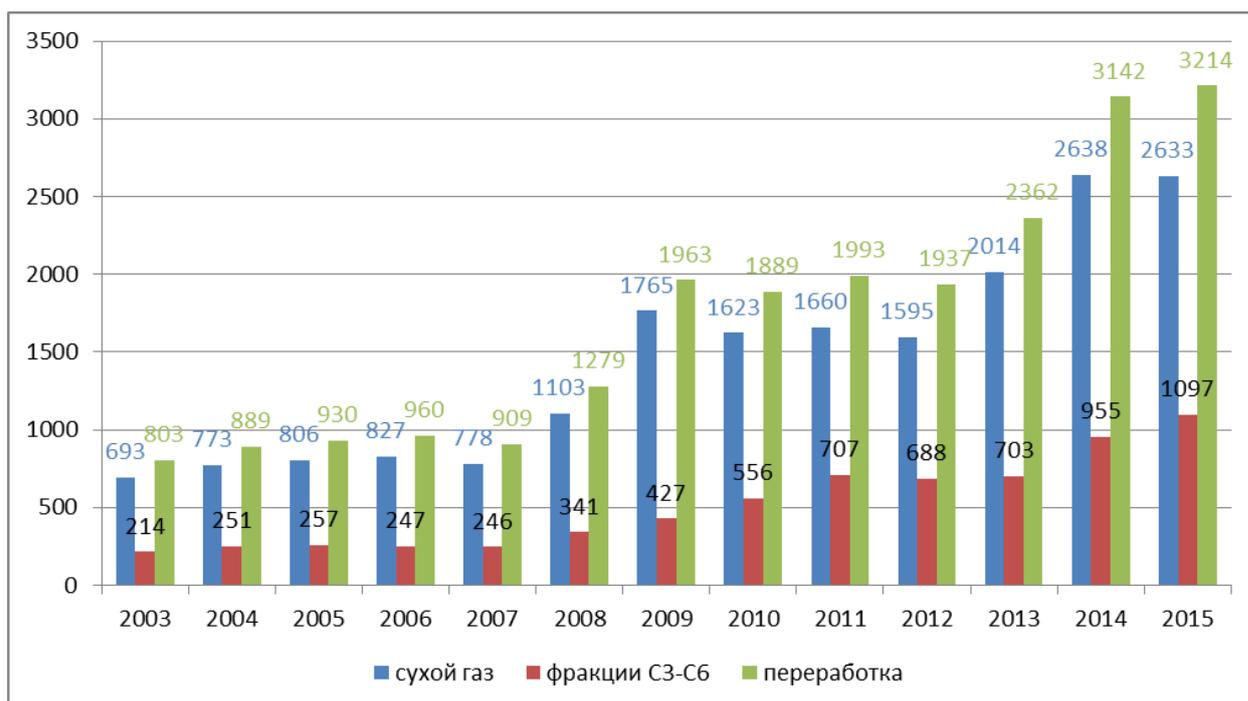


Рисунок 14 – Переработка попутного нефтяного газа (млн м³), выпуск сухого газа (млн м³) и фракции С₃-С₆ Южно-Балыкским ГПЗ

Няганьгазпереработка (Красноленинский ГПЗ)

Завод в городе Нягань был запущен в 1987 году для переработки нефтяного газа Красноленинского месторождения. Проектная мощность завода составляет 2,14 млрд м³, однако на протяжении большей части производственной деятельности предприятие было сильно недогружено и не проходило модернизацию. В настоящее время способно перерабатывать до 2,6 млрд м³ газа. С 1995 года входит в состав «Сибура», в 2011-2014 завод выделялся в СП «Юграгазпереработка». Работу предприятия сильно затрудняет отсутствие доступа к специальной инфраструктуре по отгрузке ШФЛУ, что связано со спецификой изолированного транспортного положения Нягани по отношению к другим центрам нефтедобычи округа. Продукцией ГПЗ являются сухой газ, который поступает в магистральный газопровод Уренгой-Центр, а также сжиженный пропан-бутан и газовый бензин, которые отгружаются железнодорожным транспортом.

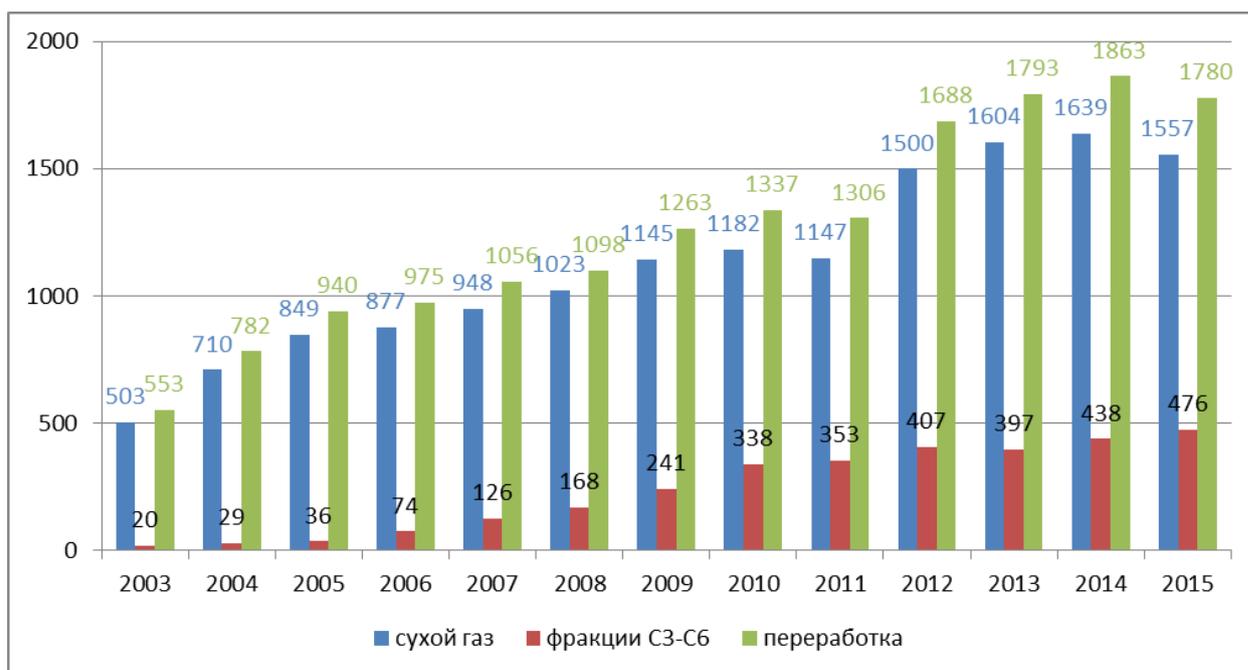


Рисунок 15 – Переработка попутного нефтяного газа (млн м³), выпуск сухого газа (млн м³) и фракции С₃-С₆ предприятием «Няганьгазпереработка» (Красноленинский ГПЗ)

Сургутский ГПЗ

Предприятие начало работу в 1980 году и предназначалось для переработки нефти группы сургутских нефтяных месторождений. Полная мощность завода составляла в 1991 году 8,4 млрд м³, однако в течение 1990-х и 2000-х годов загрузка предприятия оставалась крайне низкой, и его мощности были сокращены до 4,28 млрд м³. В настоящее время предприятие способно перерабатывать более 7,3 млрд м³, однако его загрузка вновь снижается. Завод входил в состав «Сибура» в 1995-2001 годах, после чего был приобретен «Сургутнефтегазом». Предприятие

имеет доступ к продуктопроводу для транспорта ШФЛУ, однако использует в основном железнодорожный транспорт. Помимо ШФЛУ Сургутский ГПЗ реализует пропан-бутан и газовый бензин. Сухой газ предприятия поставляется Сургутской ГРЭС для выработки электроэнергии.

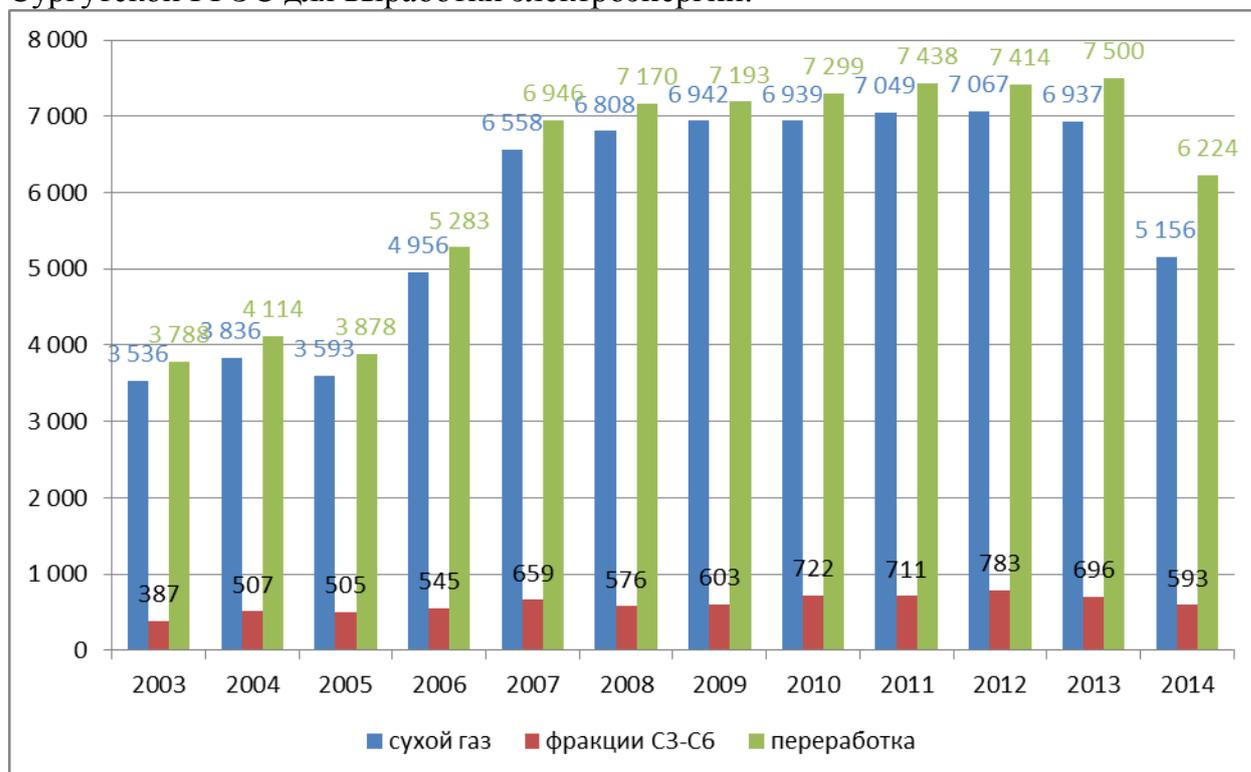


Рисунок 16 – Переработка попутного нефтяного газа (млн м³), выпуск сухого газа (млн м³) и фракции C₃-C₆ Сургутским ГПЗ

Локосовский ГПЗ

Завод был построен в Лангепасе в 1983 году для переработки попутного газа Локосовского и смежных нефтяных месторождений. В 1991 году предприятие имело мощность 6,1 млрд м³, однако с 1990-х годов действующие мощности не превышают 2,14 млрд м³, чего достаточно для поставляемых на предприятие объемов попутного газа. В 1995-2001 годах ГПЗ входил в состав «Сибура», после чего перешел под контроль «ЛУКОЙла». Предприятие выпускает преимущественно ШФЛУ, в небольших объемах отгружает пропан-бутановую смесь и газовый бензин. Завод пользуется железнодорожным транспортом для отгрузки продукции. Осушенный газ поставляется Сургутской ГРЭС.

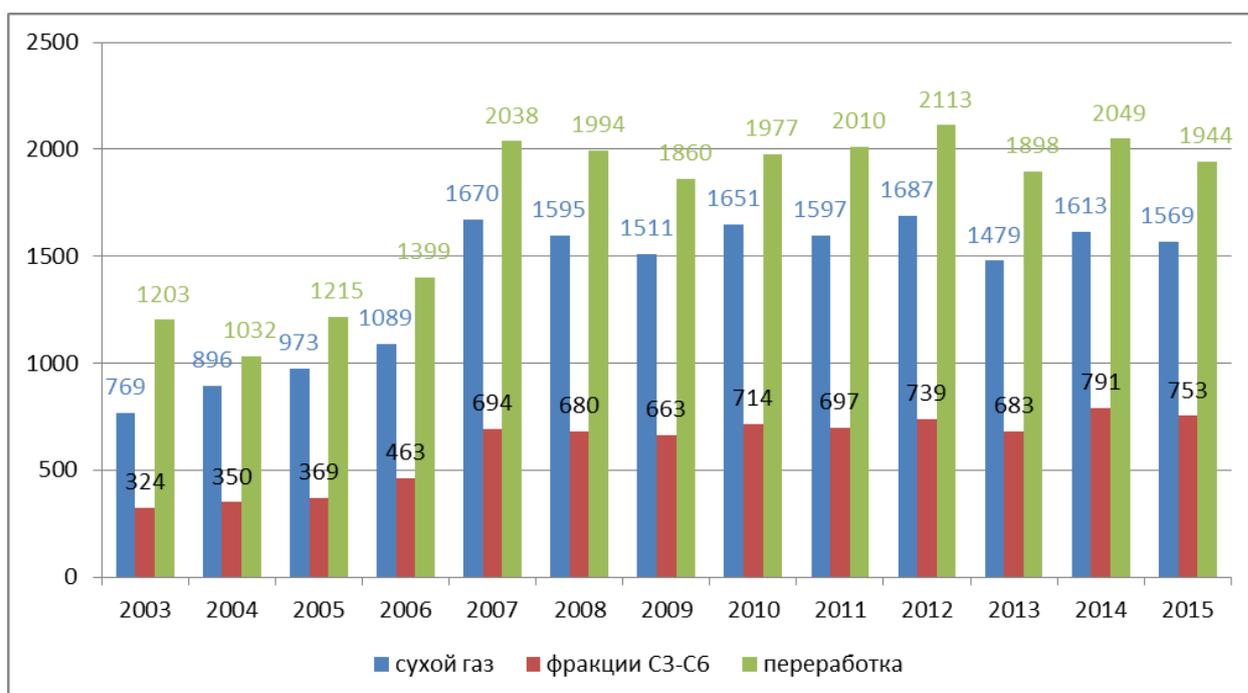


Рисунок 17 – Переработка попутного нефтяного газа (млн м³), выпуск сухого газа (млн м³) и фракции C₃-C₆ Локосовским ГПЗ

Южно-Приобский ГПЗ

Первый за четверть века новый крупный газоперерабатывающий завод в Югре был запущен в 2015 году недалеко от Ханты-Мансийска для переработки попутного нефтяного газа Приобского месторождения. ГПЗ является совместным предприятием «Газпромнефть-Хантос» и «Сибура» и имеет проектную мощность 0,9 млрд м³ попутного газа. Продукция предприятия – ШФЛУ, которая отгружается на переработку в Тобольск, и осушенный газ, который направляется для коммунальных нужд Ханты-Мансийска. В 2015 году предприятие переработало 0,61 млрд м³ попутного газа.

Приразломный и Западно-Салымский мини-ГПЗ

Два мини-ГПЗ мощностью 200 и 360 млн м³ попутного газа соответственно были построены компанией «Монолит» в 2011 году для утилизации попутного нефтяного газа Приразломного и Западно-Салымского месторождений. Сырье на Приразломный ГПЗ поставляют «Роснефть», на Западно-Салымское – компания «Салым Петролеум Девелопмент». Основной продукцией обоих заводов являются сжиженные углеводородные газы и газовый бензин, которые поставляются на внутренний рынок и за рубеж. Сравнительно небольшие мощности обоих заводов полностью загружены, существует потребность в их расширении.

Не решенные до настоящего времени проблемы использования попутного нефтяного газа Югры являются застарелыми и сопровождают с разной степенью остроты всю историю нефтяной отрасли в регионе. Добыча попутного нефтяного газа на территории Ханты-Мансийского автономного округа началась одновременно с добычей сырой нефти в начале 1960-х годов. Оценка общих запасов и объема добычи попутного нефтяного газа является затруднительной, поскольку его запасы могут быть оценены только косвенно, через оценку запасов нефти и газовый фактор (выход газа с тонны добытой нефти). Кроме того, в

течение долгого времени не велся достоверный учет добываемого попутного газа, проблема точности оценок его извлечения существует и в настоящее время.

В течение первых десятилетий нефтедобычи ресурсы попутного газа Югры не использовались, газ сжигался в факелах и, согласно оценкам, до 60% его ресурсов были сожжены таким образом к 1990 году. В то же время после начала строительства газоперерабатывающих заводов в регионе процент полезного использования попутного газа по официальным оценкам вырос до 50% в 1980 году и до 78% в 1985 году. Газовый фактор нефтяных месторождений Югры к этому времени снизился и составлял 110-120 м³ на тонну добытой нефти. Всего на территории Ханты-Мансийского автономного округа добывалось ежегодно около трети миллиона тонн нефти (342 млн т в 1985 году) и более 40 млрд м³ попутного нефтяного газа. При этом мощность построенных в советский период газоперерабатывающих заводов была рассчитана на переработку только трех четвертей этого объема.

Высокий процент утилизации попутного нефтяного газа в советский период был связан с тем, что его поставщиками выступали нефтепромыслы на крупнейших давно освоенных месторождениях с развитой газотранспортной инфраструктурой. При этом сами газоперерабатывающие мощности создавались в непосредственной близости от крупнейших нефтяных месторождений Югры и были ориентированы на получение больших объемов сырья от сравнительно небольшого числа источников.

В дальнейшем официально учитываемые ежегодно ресурсы попутного нефтяного газа Югры начали стремительно сокращаться, что было связано с несколькими причинами. Естественное снижение газового фактора нефтяных месторождений по мере их отработки является известным явлением, которое связано с физическими характеристиками нефтеносных пластов и их изменением по мере увеличения нефтедобычи. Более насыщенная газом нефть легче и добывается в первую очередь. Второй объективной причиной является общее снижение нефтедобычи в Югре в начале 1990-х, что естественным образом отразилось на объемах добываемого попутного нефтяного газа. Третьей причиной стало ослабление учета добычи попутного газа из-за начала разработки удаленных и малых нефтяных месторождений, где он не был налажен, а также общего кризисного положения государственного регулирования отрасли на федеральном уровне.

Следствием перечисленных выше факторов стало снижение располагаемых ресурсов попутного нефтяного газа до 18-20 млрд м³ в конце 1990-х – начале 2000-х годов. Ранее введенные мощности по газопереработке оказались избыточными для таких объемов, а доля самой переработки в структуре использования газа не превышала 50%. Рассчитанный по официальным данным газовый фактор в Югре снизился в 2002 году ниже уровня в 100 м³ с тонны добытой нефти.

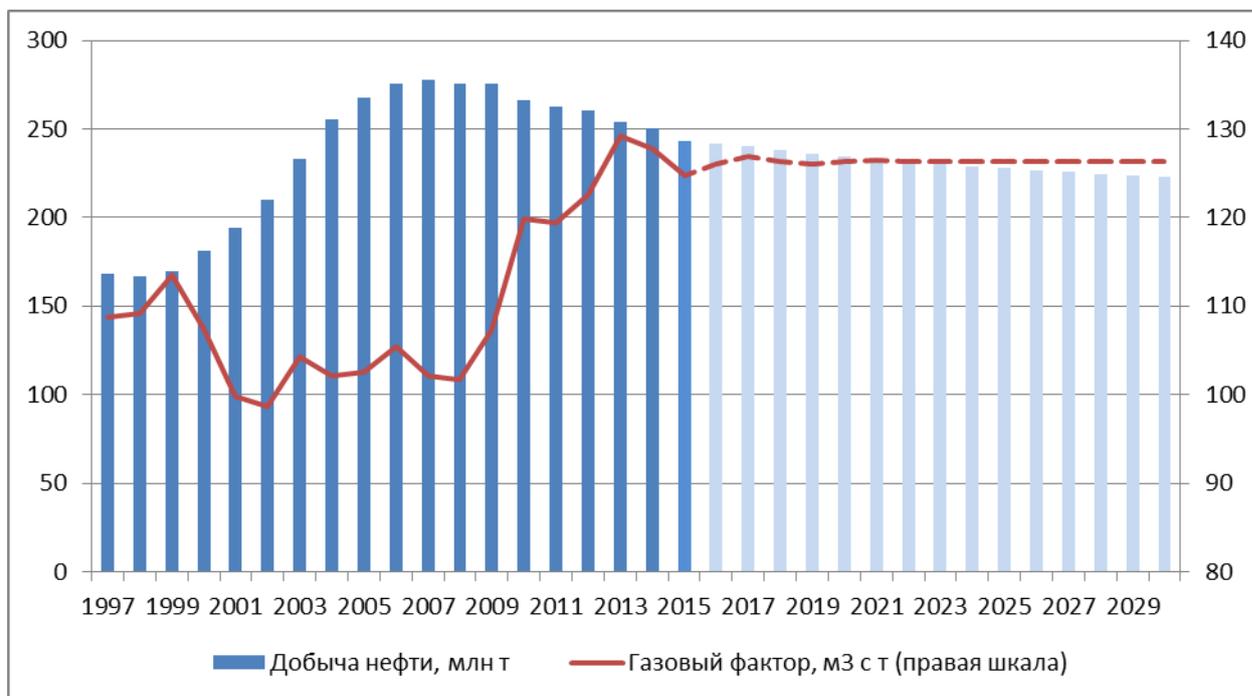


Рисунок 17 – Фактические и прогнозные значения добычи нефти и газовый фактор нефтяных месторождений Югры

Институциональным фоном описанных выше изменений был длительный коммерческий конфликт между нефтяными компаниями и владельцами ГПЗ относительно закупочных цен на данный ресурс, который стал следствием непоследовательной государственной политики в данной отрасли (разделение ГПЗ и нефтедобычи при приватизации, установление низких закупочных цен на ПНГ при слабом контроле над его использованием). Ситуация начала разрешаться к середине 2000-х годов, когда контроль над большей частью ГПЗ Югры перешел к новым собственникам компании «Сибур», а два завода вошли в состав нефтяных компаний. В результате газовый фактор Югры неожиданно «вырос» со 100 до 110 м³ с тонны в течение одного года, а ресурсы попутного газа приблизились к величине в 25, а затем в 30 млрд м³. В 2007 году высшим руководством страны было принято решение об утилизации не менее 95% попутного нефтяного газа к 2012 году. Фактически этот уровень не был достигнут в Югре ни в 2012 году, ни в 2014, однако доля сжигаемого попутного нефтяного газа сократилась с 15% в 2010 году до 7%.

За счет ужесточения системы учета попутного нефтяного газа газовый фактор месторождений Югры с 2008 года увеличился со 110 м³ с тонны добытой нефти до 130 м³. В пользу версии о росте газового фактора из-за более полного учета добываемого попутного нефтяного газа говорит тот факт, что указанный показатель вырос практически у всех недропользователей, как крупных, так и средних. При этом, например, у «Салым Петролеум Девелопмент» газовый фактор увеличился в четыре раза с 10 до 40 м³ с тонны, у «Самотлорнефтегаза» с 210 до 310, у СП «Белые ночи» со 170 до 473. Таким образом, после ужесточения государственного регулирования отрасли газовый фактор увеличился вне зависимости от масштабов нефтедобычи и прошлого уровня извлечения попутного газа из нефти. Однако из-за прогрессирующего снижения нефтедобычи в Югре, которое началось в 2008 году, общие ресурсы добываемого попутного газа

стабильны и сохраняются на уровне 31 млрд м³.

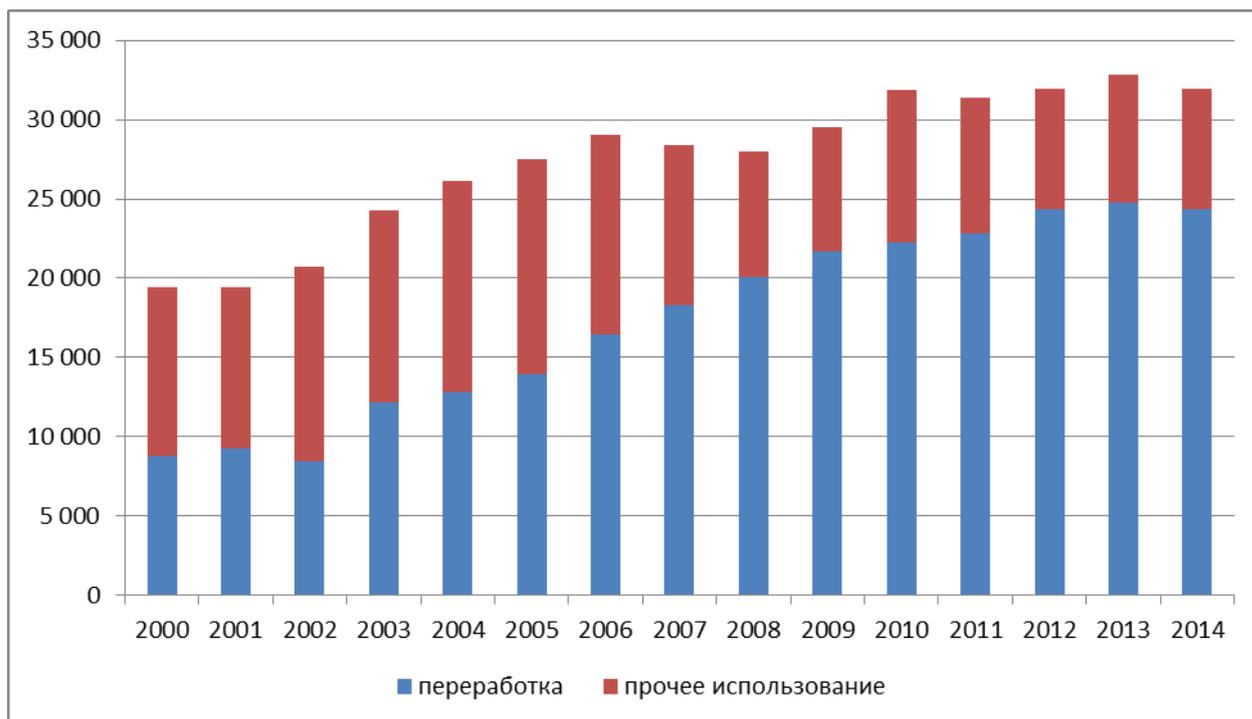


Рисунок 18 – Переработка и прочее использование попутного нефтяного газа в Югре, млн м³

Ученные объемы добытого природного газа (2015 г.) используются в Югре следующим образом: из 32 млрд м³ более 2 млрд сжигаются в факелах, более 24 млрд перерабатываются на ГПЗ Югры, еще около 0,6 млрд м³ поставляются на переработку в ЯНАО, оставшаяся разность (около 4 млрд ежегодно) используются для собственных нужд промыслов. Основными такими нуждами являются выработка электрической и тепловой энергии, закачка газа обратно в пласт остается в России экзотическим направлением использованием попутного газа. Объемы полученной из попутного газа электрической и тепловой энергии, которые позволяли бы оценить эффективность такого способа его утилизации, достоверно неизвестны. В Югре действуют около 100 промысловых мини-электростанций суммарной мощностью почти 2 ГВт, причем стремительный рост их количества начался после директив руководства страны о повышении утилизации попутного нефтяного газа¹.

¹ Постановление Правительства РФ от 08.01.2009 N 7 (ред. от 08.11.2012) О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках"

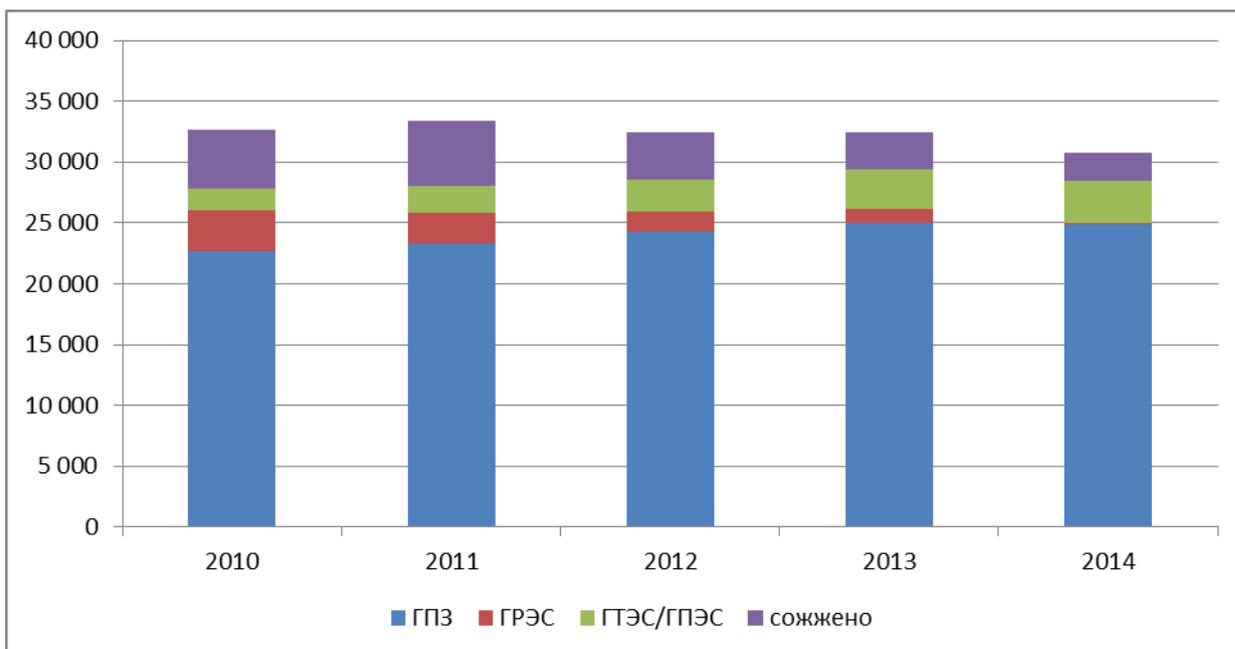


Рисунок 19 – Структура использования попутного нефтяного газа в Югре по данным Департамента недропользования округа, млн м³

В настоящее время крупнейшими недропользователями, которые сжигают попутный нефтяной газ в Югре, являются работающая на удаленных от центрах газопереработки участках в Кондинском районе «Каюм нефть», а также «Самотлорнефтегаз» «Сургутнефтегаза». Последнее обстоятельство, а также то, что большие объемы попутного нефтяного газа сжигаются различным подразделениями «ЛУКОЙла», кажется странным, учитывая то, что данные нефтяные компании имеют в Югре собственные газоперерабатывающие мощности. До запуска в 2015 году Южно-Приобского ГПЗ крупным сжигателем попутного нефтяного газа в Югре была компания «Газпром нефть – Хантос». Все прочие недропользователи региона, прежде всего, «Роснефть», не имеют собственных газоперерабатывающих мощностей и поставляют газ для переработки на ГПЗ «Сибура».

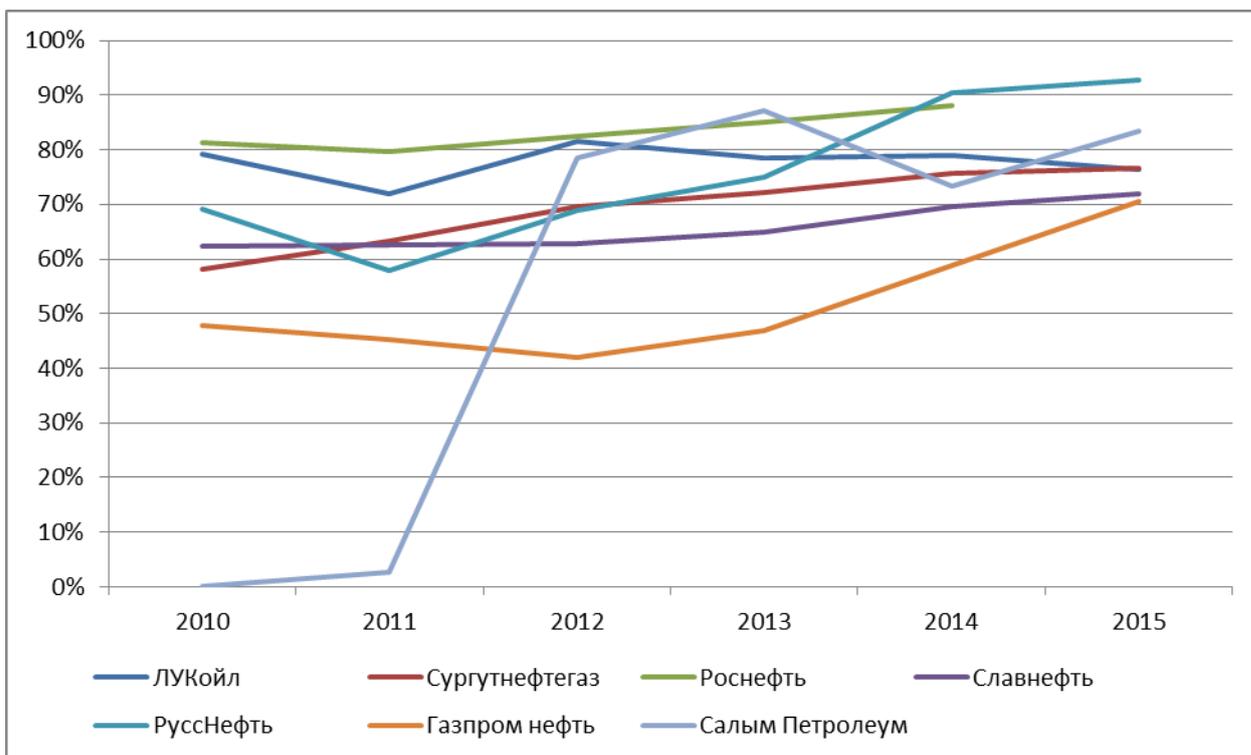


Рисунок 20 – Доля попутного газа, направляемая на переработку основными нефтяными компаниями в Югре (показатели «Роснефти» и ТНК-ВР до 2012 объединены, данные за 2015 год оценочные)

Владеющий большинством мощностей югорских ГПЗ «Сибур» именно благодаря владению данными активами смог в конце 1990-х годов получить контроль над рядом нефтехимических предприятий России. Помимо ГПЗ в Югре, «Сибур» владеет рядом газоперерабатывающих активов в Ямало-Ненецком округе (Губкинский, Муравленковский, Вынгапуровский ГПЗ), причем основные инвестиции в развитие газоперерабатывающего бизнеса были направлены компанией именно в ямальские активы, где формирование промышленной переработки попутного нефтяного газа на ГПЗ большой мощности в советский период не было завершено. В Югре, где имелись избыточные на тот момент газоперерабатывающие мощности, «Сибур» восстановил работоспособность оборудования ранее построенных заводов и инвестировал в газосборную инфраструктуру. Эти обстоятельства, в сочетании с институциональной поддержкой компании, которая выразилась в распоряжениях высшего руководства страны об увеличении утилизации попутного нефтяного газа², позволили «Сибуру» увеличить загрузку четырех принадлежащих ему ГПЗ в Югре с 10 до 16 млрд м³ за восемь лет. В 2015 году был запущен Южно-Приобский ГПЗ, совместное предприятие с «Газпром нефтью». На югорских ГПЗ «Сибур» перерабатывает три четверти всего принимаемого им попутного нефтяного газа.

² Постановление Правительства РФ от 08.01.2009 N 7 (ред. от 08.11.2012) "О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках"

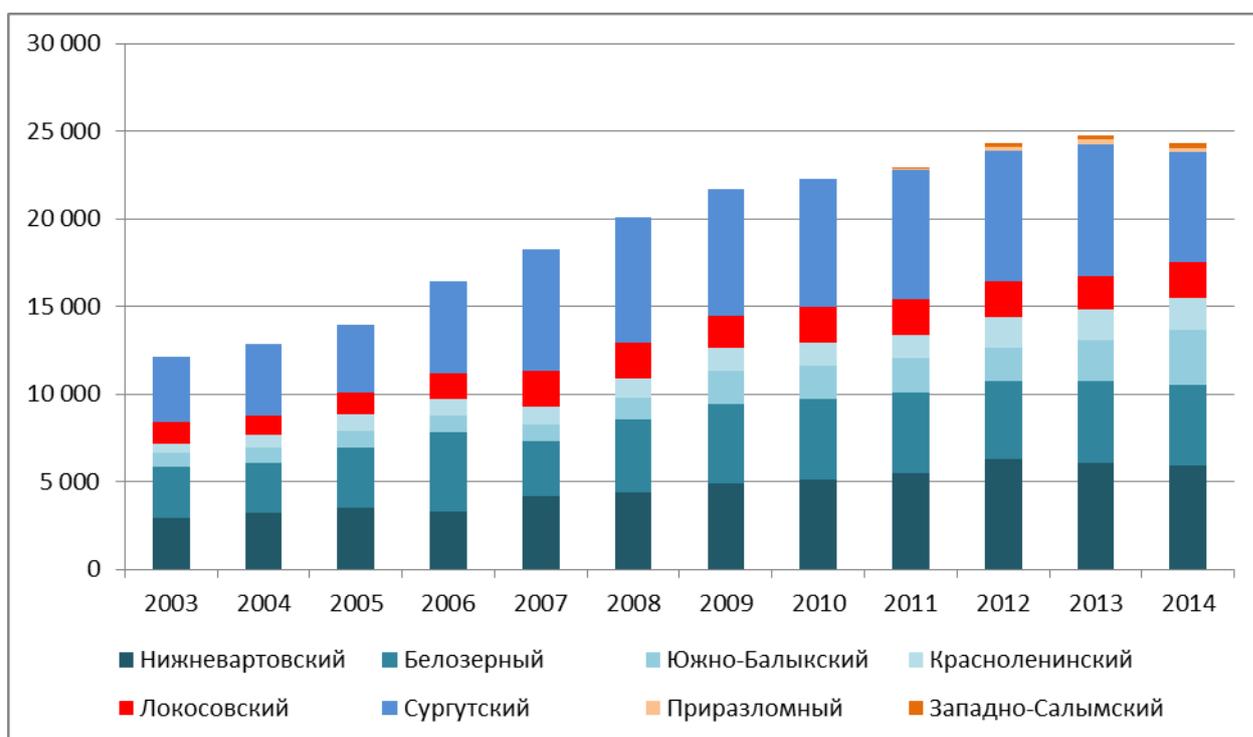


Рисунок 21 – Структура и динамика переработки попутного газа Югры по предприятиям и компаниям: «Сибур» (Нижневартовский, Белозерный, Южно-Балыкский, Красноленинский), «ЛУКОЙЛ» (Локосовский), «Сургутнефтегаз» (Сургутский), «Монолит» (Приразломный и Западно-Салымский), млн м³.

Основным контрагентом «Сибура» является «Роснефть», которая не имеет собственных ГПЗ в регионе, однако является крупнейшим поставщиком попутного газа в Югре, добывая чуть менее половины всех объемов этого сырья.

«Сургутнефтегаз» перерабатывает весь попутный газ на собственных мощностях и, сверх того, принимает на Сургутский ГПЗ небольшие объемы сырья «Роснефти». Компания не имеет собственных нефтехимических активов и реализует продукты газопереработки внутри страны и за рубежом. Среди всех участников рынка компания в наибольшей степени удовлетворена текущим положением дел.

В Югре существует некоммерческое партнерство «Газоперерабатывающий кластер Югры», которое объединяет ряд участников отрасли, не упомянутых выше. В частности, в состав партнерства входят «РуссНефть» и «Газпром нефть – Хантос», а также ряд российских и зарубежных технологических и научно-исследовательских компаний. По состоянию на начало 2015 года в состав организации не входят ключевые участники газопереработки Югры: «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз» и «Сибур»³. Цели и задачи партнерства в основном состоят в поиске и апробации эффективных технологий переработки попутного нефтяного газа непосредственно на месторождениях, но не касаются развития нефтехимии, решения фундаментальных противоречий и конфликтов между участниками отрасли, а также институционального регулирования ее деятельности. При этом «РуссНефть» и «Газпром нефть – Хантос», единственные нефтяные компании в составе партнерства, в настоящее время не имеют существенных

³ <http://ckr-ugra.ru/upload/medialibrary/326/3267dc1777f1ba6a0e456bed66cdfa02.pdf>

сложностей с переработкой попутного нефтяного газа в Югре. Поэтому внедрение инновационных технологий на их месторождениях, если такое и произойдет, не приведет к существенному количественному эффекту и не окажет значимого влияния на отрасль.

В настоящее время созданное некоммерческое партнерство является своего рода технологическим инкубатором перспективных решений переработки попутного нефтяного газа, что создает новые компетенции в отрасли и способствует ее общему прогрессу. Однако формирование на территории округа полноценного газоперерабатывающего кластера необходимы: участие в «Газоперерабатывающем кластере Югры» ключевых недропользователей и газопереработчиков; переход не только к технологическому, но и институциональному реформированию отрасли с расширением участия федеральных и региональных властей в этом процессе; акцент на развитие нефтехимического направления переработки попутного нефтяного газа.

Увеличение газового фактора месторождений за счет более полного учета добываемого попутного нефтяного газа будет компенсироваться за счет его естественного снижения в силу естественных причин, поэтому на прогнозном периоде газовый фактор составит в среднем 126 м³ с тонны добытой нефти. Наблюдаемое в настоящее время снижение нефтедобычи в округе продолжится, однако его темпы будут постепенно замедляться, поскольку истощение старых месторождений будет частично компенсироваться началом разработки новых лицензионных участков. В результате в 2020 году ожидаемая добыча нефти в Югре, согласно экспертным оценкам автора, составит 235 млн т, в 2025 – 228 млн т и в 2030 – 223 млн т. Данные цифры соответствуют базовому варианту прогноза нефтедобычи, который был подготовлен НАЦ Рационального недропользования им. В.И. Шпильмана⁴.

Соответственно, ресурсы попутного нефтяного газа в округе составят в 2020 – 30 млрд м³, в 2025 – 29 млрд м³, в 2030 – 28 млрд м³. Таким образом, располагаемые ресурсы попутного нефтяного газа в Югре будут сокращаться, что делает задачу их эффективного использования еще более актуальной.

Ключевые проблемы переработки попутного нефтяного газа связаны с низкой эффективностью использования этого ресурса на каждом этапе технологической цепочки от добычи нефти и попутного газа до производства конечной нефтехимической продукции.

В округе продолжается сжигание попутного нефтяного газа, причем плановые показатели его полезного использования до сих пор не достигнуты. При этом на многих месторождениях и нефтепромыслах, где ведется сжигание, технически возможно создание газотранспортных и газоперерабатывающих мощностей, которые бы позволили перерабатывать добываемое сырье на существующих и новых ГПЗ. Альтернативой сжиганию газа на многих нефтепромыслах в течение последнего десятилетия стала не переработка данного сырья, а его неэффективное использование для энергетических нужд самих добывающих предприятий. При номинально больших установленных мощностях фактическая генерация в 1,5-2 раза ниже, чем могли бы быть при эффективном топливном использовании попутного газа. Причиной является нежелание

⁴ <http://www.crru.ru/prognoz.html>

недропользователей сдавать газ на переработку из-за низких закупочных цен, отсутствия газосборных сетей и сложностей с реализацией сухого газа (доступ к газотранспортной инфраструктуре).

Коммерческий конфликт между нефтяными компаниями и «Сибуром», владеющим основными газоперерабатывающими активами в округе, несмотря на наличие долгосрочных контрактов, остается в замороженном, но не разрешенном состоянии. Вопрос формирования справедливых закупочных цен на ПНГ и равного доступа к продуктам его переработки является по-прежнему актуальным, поскольку они существенно ниже рыночных цен даже на сухой природный газ, не содержащий фракции C_3-C_6 , и не превышают 2000 рублей за тыс m^3 . Данный конфликт, продолжающийся с переменным успехом на протяжении уже двух десятилетий, является примером некооперативного поведения участников рынка при естественной олигополии газоперерабатывающей инфраструктуры и требует активного вмешательства государства.

Традиционно слабо обсуждаемым вопросом является наблюдаемое на протяжении ряда лет падение глубины качественной переработки попутного нефтяного газа в Югре. Основной товарной продукцией предприятий все в большей степени становится не ШФЛУ для последующего разделения на фракции, а сжиженные углеводородные газы и газовый бензин, которые предполагается использовать без разделения на индивидуальные углеводороды. Эта тенденция имеет негативные последствия (см. раздел 1.3).

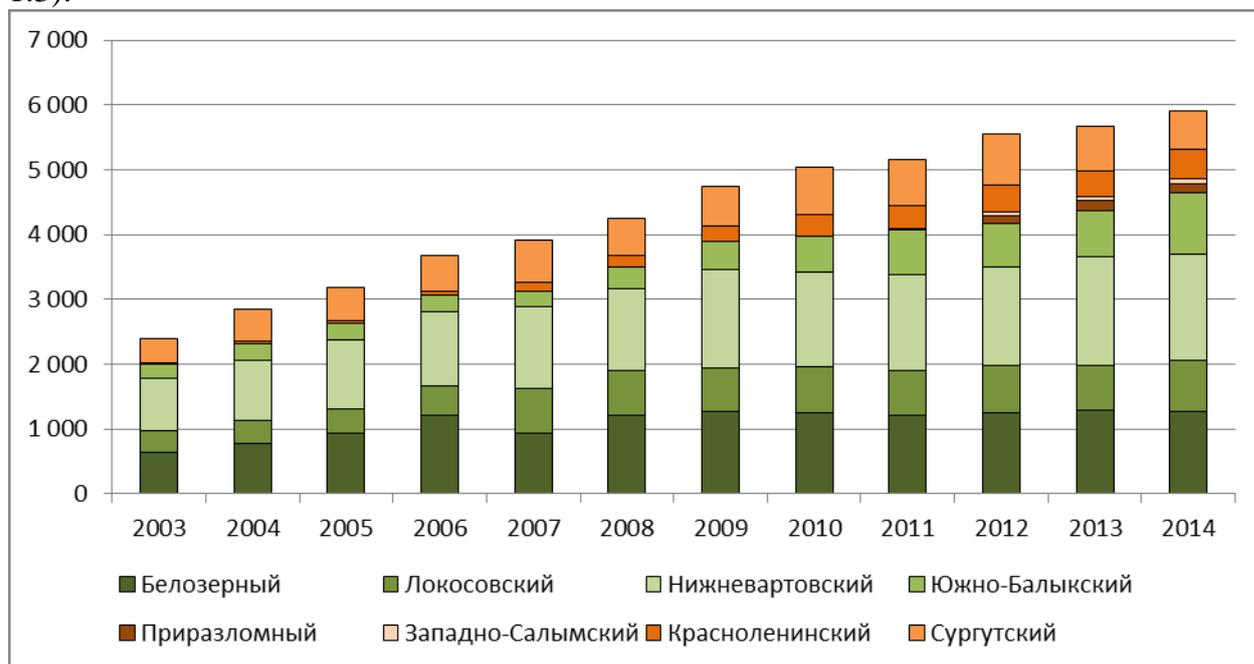


Рисунок 22 – Производство фракции C_3-C_6 в виде ШФЛУ (зеленая заливка) и в виде разделенных СПБТ и газового бензина (оранжевая) на газоперерабатывающих предприятиях Югры, тыс. т

Предложения по решению проблем переработки попутного природного газа в Югре могут быть разделены на две группы: технологические и институциональные. Технологически более полной утилизации попутного нефтяного газа в регионе препятствует локальный дефицит газоперерабатывающих мощностей в отдельных районах. В частности, целесообразно рассмотреть

строительство в рамках государственно-частного партнерства газоперерабатывающего предприятия мощностью до 1 млрд м³ в Кондинском районе округа, где находятся нефтепромыслы «Каюм нефти», являющейся крупнейшим локальным сжигающим попутный газ недропользователем. Объем инвестиций в создание такого предприятия должен составить до 0,2 млрд долларов США, срок реализации проекта может быть оценен в 4 года. Участие региональных властей, помимо традиционных механизмов поддержки инвесторов (налоговые льготы, содействие в подключении к инфраструктурным объектам и др.), должно включать контроль над утилизацией попутного нефтяного газа и наложение запретительных штрафов на недропользователей, уклоняющихся от его переработки, параллельно с предоставлением налоговых льгот тем компаниям, которые направляют газ не на сжигание.

Налоговые льготы должны предоставляться предприятиям малой газопереработки – модульным ГПЗ с периодической отгрузкой ШФЛУ сторонним потребителям автотранспортом и использованием осушенного газа для собственных нужд промыслов. Такие предприятия позволяют эффективно использовать попутный нефтяной газ малых и удаленных месторождений с максимальным извлечением ценных фракционных компонентов. Существующие технологии производства метанола из сухого газа на установках малой мощности могут быть эффективно комбинированы с мобильной газопереработкой, поскольку продукция, в отличие от исходного сырья, является максимально транспортабельной. Более того, спрос на метанол со стороны инфраструктуры по транспортировке природного газа создает устойчивый рынок сбыта для данного продукта не территории Югры.

Для стимулирования региональных властей осуществлять более полный и жесткий контроль над утилизацией попутного газа необходимы соответствующие изменения законодательства с увеличением доли НДС на попутный нефтяной газ, отчисляемой в региональный бюджет (в настоящее время ставка НДС нулевая). Также необходим комплекс мер по борьбе с трансфертным ценообразованием на попутный газ и продукты его переработки, которые должны включать обязательное применение формульного ценообразования, в котором базисом будет являться стоимость продуктов глубокой переработки попутного нефтяного газа и ШФЛУ, причем не сжиженных углеводородных газов, а полимеров (полиэтилена и полипропилена базовых марок) и синтетических каучуков (СКД и СКИ). При этом необходим контроль над уплатой налога на прибыль газоперерабатывающих предприятий на территории Югры, а не в тех субъектах федерации, где зарегистрированы владеющими ими компании. В случае слабого кооперативного поведения участников рынка и нежелания увеличивать глубину переработки углеводородного сырья в округе целесообразным является предложение к высшему руководству страны о создании в округе единой газоперерабатывающей компании, участниками которой будут «Сибур», нефтяные компании, а также контролирующие структуры региональных властей.

Объективными факторами, которые затрудняют развитие нефте- и газопереработки в Югре являются малый и территориально фрагментированный рынок сбыта конечной продукцией, а также существенное удорожание капитальных затрат в силу северной специфики региона (низкие зимние температуры, заболоченность, мерзлотные явления, разреженное социально-экономическое пространство и низкая густота автомобильных и железных дорог.

Преодолеть полностью действие этих факторов не представляется возможным, однако их учет позволяет существенно снизить негативное воздействие, которое они оказывают на социально-экономическую деятельность в регионе. В частности, оптимальный выбор площадок для строительства с точки зрения инженерных условий и транспортного положения позволит значительно «смягчить» северную специфику региона применительно к конкретному предприятию. Жесткие меры государственного регулирования и активное участие региональных властей в работе отраслей нефтегазопереработки позволит значительно уменьшить эффекты дисперсности социально-экономической среды территории, которые в условиях нерегулируемой рыночной экономики ведут к монополизации локальных рынков, воспроизводстве конфликтных отношений между отдельными участниками отрасли, торможению инвестиционной активности в регионе.

Социально-экономических ограничений для развития нефтегазопереработки в Югре немного. Традиционно рассматриваемые энергетические, кадровые и транспортные ограничения в регионе существуют, однако на развитии отрасли сказываются слабо. Югра на протяжении длительного времени является энергоизбыточным регионом, что характерно, впрочем для всей энергосистемы Урала, к которой принадлежит территория региона. После запуска в 2013 году Няганской ГРЭС мощностью 1,27 ГВт были решены вопросы локального дефицита местной генерации в западных районах округа. Электростанции Югры вырабатывают ежегодно более 90 млрд кВт-часов электроэнергии, из которой более 90% приходится на генерацию четырех крупных ГРЭС (Сургутская-1, Сургутская-2, Нижневартовская, Няганская). Газопереработка является значимым потребителем электроэнергии в округе, для полноценной работы ГПЗ мощностью 5 млрд м³ необходима мощность в 200 МВт. Создание нового газоперерабатывающего предприятия потребует дополнительной мощности всего в 40 МВт, что при нынешней энергоизбыточности региона не является существенной проблемой. Новое нефтеперерабатывающее предприятие в Нижневартовске потребует еще меньший объем электроэнергии, около 30 МВт, однако учитывая перспективы закрытия в связи с запуском нового предприятия части старых мини-НПЗ, суммарное потребление электроэнергии существенно не изменится.

В настоящее время в нефтегазопереработке Югры занято около 5 тыс человек, тогда как в целом в экономике округа – более 920 тысяч. Отрасль не является трудоемкой, хотя предъявляет высокие требования к квалификации обслуживающего и инженерного персонала. Основные технологические процессы автоматизированы, для нормальной работы предприятия достаточно поддержания требуемых условий (температура, давление) и регулярного обслуживания оборудования. Численность персонала НПЗ с высокой глубиной переработки мощностью 6 млн тонн, который предлагается построить, может быть оценена не более, чем в 2 тысячи человек, что значительно меньше нынешнего числа занятых в отрасли. Персонал нового предприятия будет формировать преимущественно за счет работников ранее работавших в округе мини-НПЗ, а также переезда квалифицированного инженерного персонала (до 50 человек) из других регионов страны. Социальные проблемы, связанные с закрытием части ныне работающих НПЗ в восточных районах округа, не являются существенными, поскольку освобожденные сотрудники смогут перейти на работу на новое предприятие, а также в нефтедобывающий комплекс округа, где их квалификация и навыки будут востребованы. Следует отметить, что для Ханты-Мансийского автономного округа

– Югры, несмотря на узкоотраслевой характер большинства населенных пунктов, не актуальны проблемы низкой мобильности населения и безработицы, присущие многим промышленным городам в Европейской части страны.

Сеть автомобильных и железных дорог в Югре разреженная, западные и восточные районы округа не имеют железнодорожного сообщения друг с другом, значительная часть территории вообще не имеет круглогодичного наземного сообщения с прочими регионами страны. Тем не менее, для реализации инвестиционных проектов в нефтегазопереработке на территории округа существуют промышленные площадки, обладающие доступом к автомобильным и железным дорогам региона, и обеспеченные соответствующей инфраструктурой. Определенные сложности существуют с доступом к газотранспортной сети для реализации осушенного природного газа, в связи с чем значительные объемы этого сырья используются для местных энергетических нужд (выработки электрической и тепловой энергии). Это обстоятельство следует учитывать при реализации инвестиционного проекта по созданию нового ГПЗ в Кондинском районе Югры, который описан в разделе 1.2.6.

Основные ограничения развития отрасли лежат в институциональной сфере и касаются взаимоотношений участников рынка друг с другом и региональными властями. У последних в настоящее время недостаточно полномочий для эффективного решения возникающих между игроками рынка проблем, которые ведут к негативному общему результату. К числу таких проблем относится распространение локальной и неэффективной нефтепереработки на мини-НПЗ, каждый из которых работает для удовлетворения в первую очередь собственных потребностей нефтяной компании-оператора, а не региона в целом. Нерешенной является проблема сжигания попутного нефтяного газа из-за нежелания недропользователей создавать газосборные сети и газоперерабатывающие мощности при существующих условиях ведения бизнеса в этой сфере. Между нефтяными компаниями и «Сибуром», который владеет большей частью газоперерабатывающих мощностей в регионе, сохраняется конфликт вокруг неприемлемо низких закупочных цен на попутный нефтяной газ, сдаваемый на переработку. Это не стимулирует нефтяные компании увеличивать поставки попутного газа на ГПЗ, а «Сибур», получая сырье по заниженным ценам, не заинтересован в его максимально глубокой переработке.

Для преодоления этих проблем необходим комплекс мер, направленных на оздоровление институциональной среды в отрасли. В качестве основной цели развития нефтегазоперерабатывающего комплекса Югры и России в целом должно быть выбрано максимально полное и эффективное использование ограниченного природно-ресурсного потенциала региона, реализация концепции бережливого производства. При этом частные коммерческие интересы отдельных компаний должны быть подчинены данной задаче, а контроль над выполнением частных решений о развитии нефтегазохимического комплекса должен быть разделен между федеральными и региональными органами власти. Федеральные окружные ведомства должны получить полномочия более активного регулирования деятельности участников рынка в части формирования справедливых рыночных цен на отдельные ресурсы (нефтепродукты, попутный нефтяной газ), а также контроля над рациональным использованием добываемых топливных полезных ископаемых на территории Югры, полной уплаты предусмотренных законодательством налоговых отчислений участниками рынка на территории

региона. Федеральные и региональные органы государственной власти выступают выразителями интересов всех граждан Российской Федерации и Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, что должно подчеркиваться при принятии нормативных документов, регулирующих деятельность нефтегазоперерабатывающей индустрии в округе, а также при публичной оценке проводимой промышленной политики.

Цель развития нефтегазопереработки в Югре – максимальное социально-экономически эффективное использование добываемого углеводородного сырья.

Стратегические задачи и способствующие их решению долгосрочные приоритеты развития нефтегазопереработки в Югре следующие:

1) Максимальное увеличение добавленной стоимости, которая создается за счет добычи и переработки углеводородного сырья региона (нефти), для чего необходимо создавать новые и развивать существующие перерабатывающие мощности как в Югре, так и за ее пределами;

2) Максимальная локализация налоговых отчислений предприятий нефтегазопереработки на территории Югры, для чего необходим комплекс мер по борьбе с трансфертным ценообразованием внутри вертикально-интегрированных компаний;

3) Максимальное обеспечение потребностей Югры в нефтепродуктах за счет собственного производства из сырья, добываемого на территории округа, а также по ценам, обеспечивающим максимальную доступность моторного топлива для населения региона, для чего необходимо соответствующее институциональное регулирование отрасли;

4) Решение экологических проблем, связанных со сжиганием попутного нефтяного газа в округе, в том числе в районах традиционного природопользования коренных народов Югры, для чего необходимо ужесточение контроля над учетом его добычи и использования, а также развитие технологий локальной переработки;

5) Повышение общей технологической культуры в регионе, повсеместное внедрение стандартов бережливого производства, начальным этапом которого является технологическая модернизация и повышение эффективности работы нефтеперерабатывающей отрасли, а также переход к технологиям глубокой переработки углеводородного сырья в газохимическом комплексе;

6) Комплексное влияние на развитие транспортной и энергетической инфраструктуры в регионе, что особенно актуально для территорий, в настоящее время не обеспеченных в должной степени круглогодичным наземным транспортом, для чего необходима реализация соответствующих инвестиционных проектов через механизмы частно-государственного партнерства;

7) Формирование спроса на услуги других секторов экономики региона, в частности на услуги строительно-монтажных организаций, транспортных компаний, для чего необходим институциональный контроль над деятельностью нефтегазоперерабатывающих предприятий;

8) Формирование на территории Югры нефтегазоперерабатывающего кластера, в котором за счет общей инфраструктуры, единого технологического, институционального и инновационного пространства, общего рынка существует среда, максимально благоприятствующая ведению бизнеса нынешними и новыми участниками отрасли, реализуются условия для глубокой переработки углеводородного сырья;

9) Внедрение инновационных технологий в нефте- и газопереработке, в том числе связанных с автоматизацией технологических процессов, переработкой попутного газа модульными ГПЗ, организацией локального производства метанола для потребностей газотранспортной отрасли, для чего необходимы стимулирующие меры ограничительного и поощрительного характера;

10) Превращение Югры в модельный регион с точки зрения институционального и технологического оформления деятельности нефте- и газоперерабатывающих предприятий, достижение лидирующих позиций в стране по показателям эффективности их работы, распространение позитивного опыта на другие регионы России с привлечением федеральных органов власти, для чего необходимо решение описанных выше стратегических задач.

Помимо косвенного влияния на развитие региона через увеличение располагаемых финансовых ресурсов, прогресс нефтегазопереработки оказывает разнообразное позитивное влияние на смежные сектора экономики и рынок труда округа. Увеличение переработки углеводородного сырья в регионе при должном государственном контроле увеличивает предложение и, как следствие, снижает цены на автомобильное и коммунальное топливо, замедляет инфляцию и способствует повышению реальных доходов населения. Создание новых перерабатывающих производств привлекает в регион квалифицированных специалистов, позволяет сформировать компетентное сообщество и повысить технологическую культуру, что исключительно важно для реализации концепции бережливого производства не только в нефтегазопереработке, но и в других секторах экономики, в первую очередь, в энергетике и добыче полезных ископаемых. Реализация инвестиционных проектов в нефтегазопереработке оказывает синергетический эффект на развитие инженерной инфраструктуры региона, транспортной сети, повышает технологические стандарты в этих отраслях экономики, а также обеспечивает дополнительный прирост занятости и формирование нового спроса на услуги соответствующих организаций.

Механизмы решения поставленных задач развития нефтегазопереработки в Югре заключаются в ряде мер нормативного и институционального характера. В части нефтепереработки эти меры следующие:

1 Содействие строительству современного НПЗ в Нижневартовске путем предоставления налоговых льгот инвесторам, ужесточения контроля над работой действующих в Югре нефтеперерабатывающих предприятий, дополнение нормативных документов положениями, регламентирующими эффективность использования сырьевых ресурсов для производства нефтепродуктов.

2 Проведение совместно с федеральными антимонопольными органами мониторинга розничных цен на нефтепродукты, создание комиссии с участием нефтяных компаний по недопущению завышения цен на локальных рынках при одновременных гарантиях поставок топлива в удаленные районы, где рыночное ценообразование на них затруднено. Назначение антимонопольных штрафов и ограничение коммерческих прав компаний-нарушителей, связанных с разработкой углеводородного сырья на территории округа.

3 Предложение в Министерство энергетики Российской Федерации по созданию комиссии по модернизации нефтеперерабатывающей промышленности России, формирование налоговой системы, стимулирующей углубление переработки нефти в России (при возможном снижении самих объемов переработки в случае более эффективного производства), ограничение

коммерческой деятельности неэффективных предприятий (запрет работы или принудительная продажа). Реализация указанных мер на территории Югры.

4 Предложение в Министерство энергетики Российской Федерации и компанию «Транснефть» по организации отгрузки нефтепродуктов Антипинского НПЗ через систему продуктопроводов в южном направлении от Тюмени для выхода на рынки других регионов России и формирования возможностей для развития эффективной переработки нефти в Югре.

В части газопереработки меры следующие:

1 Содействие строительству ГПЗ в Кондинском районе округа, модульных мини-ГПЗ на удаленных и малых месторождениях, предоставление налоговых льгот инвесторам, ужесточение законодательства, регулирующего сжигание попутного нефтяного газа.

2 Предложение об изменении налогового законодательства с увеличением доли НДС на попутный нефтяной газ, отчисляемой в региональный бюджет, для стимулирования более полного контроля над объемами его добычи.

3 Дифференциация НДС на попутный нефтяной газ в зависимости от способов его дальнейшего использования, в том числе предоставление льготы по уплате НДС при направлении его на переработку.

4 Переход к формульному ценообразованию на попутный нефтяной газ, использование в качестве базиса ценообразования стоимости корзины нефтехимических продуктов (полиолефинов и каучуков), которые могут быть получены из содержащейся в газе фракции C₃-C₆.

5 Проведение налоговыми органами комплекса мер, направленных на борьбу с трансфертным ценообразованием и уклонением от уплаты налога на прибыль, фактически полученную на территории округа.

Для развития глубокой переработки углеводородного сырья Югры необходимо содействие реализации проекта по строительству в Тобольске завода синтетических каучуков, для чего следует создать рабочую группу совместно с властями Тюменской области. Данный проект может быть реализован в формате частно-государственного партнерства под контролем властей обоих регионов, которые могут получать часть прибыли от его реализации в форме дивидендов. Роль властей Тюменской области будет состоять в предоставлении доступа к инженерным коммуникациям и налоговых льгот, роль властей Югры будет состоять в обеспечении непрерывных поставок углеводородного сырья за счет контроля над утилизацией и глубокой переработкой попутного нефтяного газа.

Тремя главными задачами развития нефтепереработки в округе являются увеличение собственного производства нефтепродуктов в регионе, повышение доступности моторного топлива для населения и интенсификация нефтепереработки со снижением расхода сырьевых ресурсов.

В результате реализации инвестиционного проекта по созданию нового НПЗ в Нижневартовске баланс производства и потребления нефтепродуктов в регионе сместится в сторону профицитного.

Таблица 4

Ожидаемые объемы спроса и предложения товарных светлых нефтепродуктов в Югре в 2015-2030 годах, тыс. тонн

		2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Автобензин	спрос	500	650	760	800
	предложение	1 570	2 343	2 613	2 613
Дизельное топливо (авто)	спрос	1 300	1 320	1 350	1 365
	предложение	1 429	2 454	3 003	3 003
Авиакеросин	спрос	250	275	345	470
	предложение	324	429	510	510

Источник: экспертные оценки автора

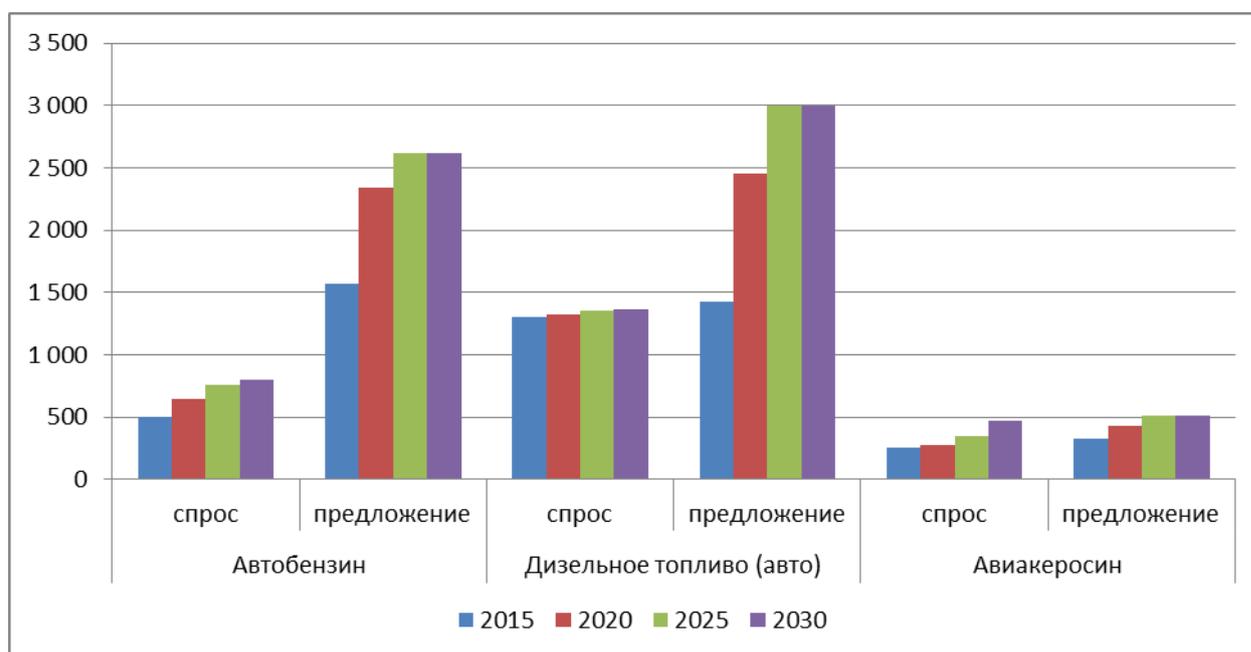


Рисунок 23 – Динамика производства и потребления товарных светлых нефтепродуктов в Югре, тыс. т. Источник: экспертные оценки автора

Идеалом доступности моторного топлива в Югре является максимальный уровень соотношения среднедушевых доходов и розничных цен на нефтепродукты среди всех регионов России. Указанное соотношение, рассчитанное для одного литра топлива, должно увеличиться для автобензина до 5600, а для дизельного топлива до 5000 единиц уже к 2020 году. В то же время, следует учитывать тот факт, что на таком уровне доступность топлива в Югре была бы уже сейчас, если

бы цены были равны средним учтенным официальной статистикой для соседней с Тюменской областью Курганской области. К 2030 году целевым индикатором доступности моторного топлива (как автобензина, так и дизельного топлива) являются 7000 единиц.

Эффективность переработки нефти в Югре значительно возрастет после создания нового нефтеперерабатывающего производства в Нижневартовске. Если сейчас шесть мини-НПЗ, которые работают в округе, используют для получения 1 тонны товарных светлых нефтепродуктов в среднем 6 тонн нефти, то новое предприятие после выхода на промышленный режим работы и полной загрузки всех предусмотренных к вводу мощностей сможет снизить этот показатель до 1,7 тонны. Таким образом, эффективность использования природных ресурсов данной отрасли с переходом к современным крупнотоннажным технологиям глубокой переработки нефтяного сырья увеличится в Югре почти в четыре раза.

Поддержание добычи попутного нефтяного газа на определенном уровне не является целевым показателем развития газопереработки, однако предполагается, что контроль над учетом добываемого сырья будет в Югре оставаться на должном уровне, и достижение целевых индикаторов будет происходить за счет качественного развития индустрии, а не снижения достоверности статистической информации.

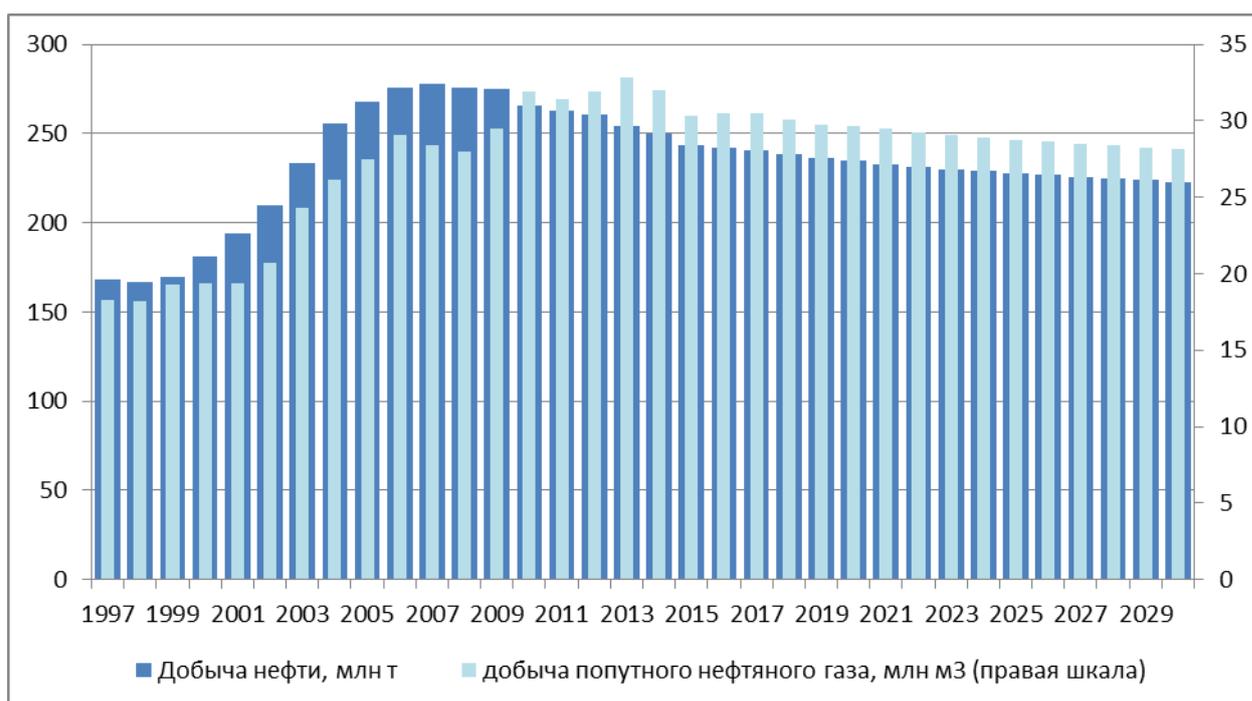


Рисунок 24 – Фактические и прогнозные значения добычи нефти и попутного нефтяного газа в Югре. Источник: экспертные оценки автора

Таблица 3

Целевые значения индикаторов развития газопереработки в Югре.

Показатель	Текущее значение	Целевое значение 2020 к	Целевое значение 2025 к	Целевое значение 2030 к
Доля сжигаемого попутного газа	7%	5%	5%	0%
Доля	60%	75%	85%	90%

перерабатываемого попутного газа				
Доля ШФЛУ во фракции C ₃ -C ₆	78%	80%	85%	90%

Таблица 4

Финансовые параметры инвестиционных проектов, планируемых к реализации для развития переработки нефти и попутного нефтяного газа Югры на территории округа и на юге Тюменской области.

Инвестиционный проект	Объем инвестиций, млрд долларов США	Начало реализации	Окончание реализации
НПЗ в Нижневартовске	5	2017	2026 (9 лет)
ГПЗ в Кондинском районе	0,2	2017	2021 (4 года)
Завод синтетических каучуков в Тобольске*	2	2017	2023 (6 лет)

Источники: экспертные оценки автора

Примечание: * завод синтетических каучуков в Тобольске будет использовать сырьевые ресурсы, поступающие с территории Югры, а также оказывать финансовое влияние на бюджетную систему региона

Таким образом, суммарный объем инвестиционных ресурсов, необходимых для реализации прорывных проектов в нефтегазопереработке Югры, составляет 7,2 млрд долларов или 216 млрд рублей в сопоставимых инвестиционных ценах. Данные оценки не учитывают капиталовложения, связанные со строительством газосборных сетей, а также созданием локальных газоперерабатывающих объектов («передвижные ГПЗ» и мини-метанольные установки), поскольку их создание является взаимоисключающими вариантами переработки газа малых и удаленных месторождений с небольшими, но слабо прогнозируемыми инвестиционными затратами, так как последние зависят от местных условий.

В части нефтепереработки необходимы следующие меры:

Содействие строительству современного НПЗ в Нижневартовске путем предоставления налоговых льгот инвесторам, ужесточения контроля над работой действующих в Югре нефтеперерабатывающих предприятий, дополнение нормативных документов положениями, регламентирующими эффективность использования сырьевых ресурсов для производства нефтепродуктов.

Проведение совместно с федеральными антимонопольными органами мониторинга розничных цен на нефтепродукты, создание комиссии с участием нефтяных компаний по недопущению завышения цен на локальных рынках при одновременных гарантиях поставок топлива в удаленные районы, где рыночное ценообразование на них затруднено. Назначение антимонопольных штрафов и ограничение коммерческих прав компаний-нарушителей, связанных с разработкой углеводородного сырья на территории округа.

Предложение в Министерство энергетики Российской Федерации по созданию комиссии по модернизации нефтеперерабатывающей промышленности России, формирование налоговой системы, стимулирующей углубление переработки нефти в России (при возможном снижении самих объемов переработки в случае более эффективного производства), ограничение коммерческой деятельности неэффективных предприятий (запрет работы или принудительная продажа). Реализация указанных мер на территории Югры.

Предложение в Министерство энергетики Российской Федерации и

компанию «Транснефть» по организации отгрузки нефтепродуктов Антипинского НПЗ через систему продуктопроводов в южном направлении от Тюмени для выхода на рынки других регионов России и формирования возможностей для развития эффективной переработки нефти в Югре.

В части газопереработки меры следующие:

Содействие строительству ГПЗ в Кондинском районе округа, модульных мини-ГПЗ на удаленных и малых месторождениях, предоставление налоговых льгот инвестором, ужесточение законодательства, регулирующего сжигание попутного нефтяного газа.

Предложение об изменении налогового законодательства с увеличением доли НДС на попутный нефтяной газ, отчисляемой в региональный бюджет, для стимулирования более полного контроля над объемами его добычи.

Дифференциация НДС на попутный нефтяной газ в зависимости от способов его дальнейшего использования, в том числе предоставление льготы по уплате НДС при направлении его на переработку.

Переход к формульному ценообразованию на попутный нефтяной газ, использование в качестве базиса ценообразования стоимости корзины нефтехимических продуктов (полиолефинов и каучуков), которые могут быть получены из содержащейся в газе фракции C_3-C_6 .

Проведение налоговыми органами комплекса мер, направленных на борьбу с трансфертным ценообразованием и уклонением от уплаты налога на прибыль, фактически полученную на территории округа.

Для развития глубокой переработки углеводородного сырья Югры необходимо содействие реализации проекта по строительству в Тобольске завода синтетических каучуков, для чего следует создать рабочую группу совместно с властями Тюменской области. Данный проект может быть реализован в формате частно-государственного партнерства под контролем властей обоих регионов, которые могут получать часть прибыли от его реализации в форме дивидендов. Роль властей Тюменской области будет состоять в предоставлении доступа к инженерным коммуникациям и налоговых льгот, роль властей Югры будет состоять в обеспечении непрерывных поставок углеводородного сырья за счет контроля над утилизацией и глубокой переработкой попутного нефтяного газа.

В округе продолжается сжигание попутного газа, причем плановые показатели утилизации в 95%, установленные высшим руководством страны как целевой ориентир для 2012 года, не достигнуты и в настоящее время. При этом на многих месторождениях, где ведется сжигание, возможно использование газа для транспортировки на существующие и предполагаемые к строительству газоперерабатывающие мощности. Значительная часть газа используется для энергетических нужд промыслов крайне неэффективно, сжигается с низкой выработкой электроэнергии при номинально больших установленных мощностях.

В округе не налажено эффективное использование попутного нефтяного газа малых месторождений. Инновационные технологии переработки осушенного нефтяного газа в метанол и другие продукты, в настоящее время недостаточно востребованы. Также не получила развития идея создания в округе модульных ГПЗ, собирающих фракцию C_3-C_6 для последующей транспортировки в автоцистернах для переработки.

Конфликт между нефтяными компаниями и «Сибуром», владеющим

основными газоперерабатывающими активами в округе, находится в замороженном, но не разрешенном состоянии. Вопрос формирования справедливых закупочных цен на ПНГ и равного доступа к продуктам его переработки является по-прежнему актуальным.

В округе отмечается падение глубины переработки попутного нефтяного газа – основной товарной продукцией предприятий все в большей степени становится не ШФЛУ для последующего разделения на фракции, а сжиженные углеводородные газы и газовый бензин, которые предполагается использовать уже без разделения на индивидуальные углеводороды, среди которых – ценное сырье для выпуска синтетических каучуков.

Переработка углеводородных ресурсов Югры за пределами региона крайне неэффективна. В частности, установки ЦГФУ, разделяющие широкую фракцию легких углеводородов на отдельные компоненты, создавались для развития индустрии производства синтетических каучуков, одного из немногих направлений химической отрасли, в котором Россия занимала лидирующие позиции в мире. Сейчас при изобилии дешевого и крайне эффективного для производства каучуков газового сырья, Россия импортирует бутадиен из Ирана. Использование продуктов переработки попутного нефтяного газа в качестве сырья для выпуска полимеров также не отличается эффективностью, причиной чего является физически и морально устаревшее оборудование, используемое для выпуска полимеров, а также значительное использование сжиженных углеводородных газов для иных нужд.

Основные проблемы нефтеперерабатывающей отрасли Югры: физически изношенные и ограниченные мощности, формирующийся дефицит товарных светлых нефтепродуктов, высокие розничные цены на моторное топливо, крайне низкая эффективность переработки нефти (расход большого количества сырья для получения 1 тонны товарной продукции).

Кадровые, энергетические и прочие ограничения не сдерживают развитие отрасли, главный ограничитель – институциональный. Основная проблема – отсутствие кооперативного поведения участников отрасли, рентоориентированное поведения (причем в нефтепереработке нефтяные компании выступают как его инициаторы, тогда как в газопереработке они же являются его жертвами), что требует вмешательства региональных властей в ее работу.

Дополнительным фактором, сдерживающим развитие нефтегазопереработки в Югре, является северная специфика региона. Наиболее явно она выражается в удорожании капитальных затрат в связи со сложными природно-климатическими условиями (низкие зимние температуры, большая сезонная амплитуда температур, заболоченность, мерзлотные явления). Кроме того, на развитии отрасли сказывается разреженная сеть поселений, фрагментированные и локализованные рынки, на которых формируется монопольное ценообразование на нефтепродукты, а также отсутствие единого экономического центра региона. Реализации инвестиционных проектов мешают слабое развитие транспортной и инженерной инфраструктуры, низкая плотность транспортной сети, особенно железных дорог.

Для преодоления изложенных выше тенденций могут быть предложены следующие меры:

1. Ужесточение государственного регулирования отрасли с передачей большего объема полномочий над утилизацией попутного нефтяного газа региональным властям с возможным изменением налогового законодательства (зачисление части НДС в региональный бюджет)

2. Развитие инновационных малых газоперерабатывающих предприятий.
3. Перерегистрация ГПЗ в Югре, борьба с трансфертным ценообразованием, возможно создание единой газоперерабатывающей компании с региональным участием.
4. Предоставление налоговых льгот при направлении попутного газа на переработку, вместо любого сжигания (как в факеле, так и для энергетических нужд).
5. Переход на схемы процессинга, ценообразование исходя из рыночной стоимости конечной продукции (для ШФЛУ – не сжиженного газа, а полимеров и каучуков)
6. Предложения по строительству ГПЗ в Кондинском районе ХМАО-Югры мощностью 1 млрд м³.

Наиболее эффективным способом решения проблем нефтеперерабатывающей отрасли является строительство в округе нового полноценного нефтеперерабатывающего завода в Нижневартовске мощностью 6 млн тонн, а также проведение эффективной антимонопольной политики для ограничения розничных цен на нефтепродукты и повышения их доступности для жителей округа.

Тремя главными задачами развития нефтепереработки в округе являются увеличение собственного производства нефтепродуктов в регионе, повышение доступности моторного топлива для населения и интенсификация нефтепереработки со снижением расхода сырьевых ресурсов.

В результате реализации инвестиционного проекта по созданию нового НПЗ в Нижневартовске баланс производства и потребления нефтепродуктов в регионе сместится в сторону профицитного.