

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 38.04.02 «Менеджмент», профиль «Экономика и управление на предприятии (в нефтяной и газовой отрасли)»
Кафедра экономики природных ресурсов

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ реализации программы импортозамещения в нефтегазовых компаниях России на примере ООО «Газпромнефть-Восток»

УДК 622.323.012:339.137.25:339.562

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЭМ51	Шамсутдинов Рустам Айратович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф Ирина Викторовна	к.э.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф Ирина Викторовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Феденкова Анна Сергеевна			

Консультант – лингвист кафедры: зав. каф. ИЯПР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
экономики природных ресурсов	Боярко Григорий Юрьевич	д.э.н.		

Томск – 2017 г.

Планируемые результаты обучения по ООП 38.04.02 Менеджмент

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Общепрофессиональные и профессиональные компетенции</i>	
Р₁	Умение применять теоретические знания, связанные с основными процессами управления развитием организации, подразделения, группы (команды) сотрудников, проекта и сетей; с использованием методов управления корпоративными финансами, включающие в себя современные подходы по формированию комплексной стратегии развития предприятия, в том числе в условиях риска и неопределенности
Р₂	Способность воспринимать, обрабатывать, анализировать и критически оценивать результаты, полученные отечественными и зарубежными исследователями управления; выявлять и формулировать актуальные научные проблемы в различных областях менеджмента; формировать тематику и программу научного исследования, обосновывать актуальность, теоретическую и практическую значимость избранной темы научного исследования; проводить самостоятельные исследования в соответствии с разработанной программой; представлять результаты проведенного исследования в виде научного отчета, статьи или доклада
Р₃	Способность анализировать поведение экономических агентов и рынков в глобальной среде; использовать методы стратегического анализа для управления предприятием, корпоративными финансами, организацией, группой; формировать и реализовывать основные управленческие технологии для решения стратегических задач
Р₄	Способность разрабатывать учебные программы и методическое обеспечение управленческих дисциплин, умение применять современные методы и методики в процессе преподавания управленческих дисциплин
<i>Общекультурные компетенции</i>	
Р₅	Способность понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, развивать свой общекультурный, творческий и профессиональный потенциал
Р₆	Способность эффективно работать и действовать в нестандартных ситуациях индивидуально и руководить командой, в том числе международной, по междисциплинарной тематике, обладая навыками языковых, публичных деловых и научных коммуникаций, а также нести социальную и этическую ответственность за принятые решения, толерантно воспринимая социальные, этические, конфессиональные и культурные различия

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки 38.04.02 «Менеджмент», профиль «Экономика и управление на предприятии (в нефтяной и газовой отрасли)»
 Кафедра экономики природных ресурсов

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой ЭПР
 _____ Боярко Г.Ю.
 (Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы
В форме: магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2ЭМ51	Шамсутдинов Рустам Айратович

Тема работы:

Анализ реализации программы импортозамещения в нефтегазовых компаниях России на примере ООО Газпромнефть-Восток	
Утверждена приказом директора ИПР	от 29 декабря 2015 г. № 10170/с от 13 апреля 2017 г № 2357/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	02 июня 2017 года
--	-------------------

ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Материалы преддипломной практики, формы финансовой отчётности ООО «Газпромнефть-Восток» за три последних года, интернет-ресурсы, учебная литература и периодические издания в области экономических наук</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> <i>а) изучить основные тенденции и проблемы импортозамещения в нефтегазовом комплексе России;</i> <i>б) изучить механизмы реализации программ по замещению иностранной продукции отечественными техникой и технологиями;</i> <i>в) проанализировать программы импортозамещения в ООО «Газпромнефть-Восток»;</i> <i>г) изучить программы корпоративной социальной ответственности на предприятии.</i>
Перечень графического материала	<ul style="list-style-type: none"> <i>а) Добыча нефти в России</i> <i>б) Ключевые направления, по которым российский ТЭК зависит от импортных поставок</i> <i>в) План мероприятий по импортозамещению в нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслях промышленности РФ 2015 г.</i> <i>г) Финансовые результаты (По «Газпрому»)</i>

	<p>д) Перечень и доля импортного оборудования</p> <p>е) Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования</p> <p>ж) Исходные данные для расчета эффективности применения метода КЭС</p> <p>з) Структура программ КСО</p> <p>и) Затраты на мероприятия КСО</p> <p>к) Добыча и экспорт нефти в России</p> <p>л) Разведанные запасы нефти</p> <p>м) Отраслевая структура добычи нефти в РФ, 2015 г. Источник: Минэнерго РФ</p> <p>н) Рост добычи нефти по основным нефтедобывающим организациям, млн. тонн</p> <p>о) Рост добычи газа по основным нефтедобывающим организациям, млн. тонн</p> <p>п) Отраслевая структура добычи газа в РФ, 2015 г. Источник: Минэнерго РФ</p> <p>р) Реализация алгоритма программы импортозамещения</p> <p>с) Нефтегазовый комплекс: основные направления обеспечения технологической независимости</p> <p>т) Алгоритм организации работ по замещению импортной продукции</p> <p>у) Алгоритм разработки Программы модернизации нефтегазоперерабатывающих установок с учетом изменений в лицензионных технологиях.</p> <p>ф) Добыча нефти и газа «Газпромнефть-Восток»</p> <p>х) Типы возможных залежей в доюрском комплексе</p> <p>ц) Рабочие места ПАО «Газпром» в %</p>
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант	Подпись	Дата
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	И. В. Шарф		
Социальная ответственность	А.С. Феденкова		

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

1. Основные тенденции и проблемы импортозамещения в нефтегазовом комплексе России
2. Организационно – экономические механизмы реализации программ по замещению иностранной продукции отечественными техникой и технологиями
3. Анализ реализации программы импортозамещения в ООО «Газпромнефть-восток»
4. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	20.03.2017 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	И. В. Шарф	к. э. н		20.03.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЭМ51	Шамсутдинов Рустам Айратович		20.03.2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 38.04.02 «Менеджмент», профиль «Экономика и управление на предприятии (в нефтяной и газовой отрасли)»
Кафедра экономики природных ресурсов
Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

02. 06. 2017

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.03.2017	<i>Основные тенденции и проблемы импортозамещения в нефтегазовом комплексе России</i>	25
01.04.2017	<i>Организационно – экономические механизмы реализации программ по замещению иностранной продукции отечественными техникой и технологиями</i>	25
01.05.2017	<i>Анализ реализации программы импортозамещения в ООО «Газпромнефть-восток»</i>	25
01.06.2017	<i>Социальная ответственность/Английская часть</i>	10/15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф Ирина Валерьевна	К. Э. Н		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
экономики природных ресурсов	Боярко Григорий Юрьевич	Д.Э.Н		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ЭМ51	Шмсутдинов Рустам Айратович

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Экономики природных ресурсов
Уровень образования	Магистр	Направление	Менеджмент

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»	
<p><i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, используемого оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрация, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной природы) - негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) - чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Рабочее место бухгалтера ООО «Газпромнефть-Восток».</p> <p>Вредные производственные факторы: шумы, электромагнитные поля. Негативное воздействие на окружающую среду отсутствует. Возможность возникновения чрезвычайных ситуаций – минимальна.</p> <p>В офисе установлено местное и общее освещение, кондиционеры, электромагнитные поля на низком уровне, метеоусловия в норме.</p> <p>В офисе установлена пожарная сигнализация, имеется запасной выход.</p> <p>Рабочее место оборудовано в соответствии с нормами техники безопасности.</p>
<p><i>2. Список законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p>Руководство по социальной ответственности: международный стандарт ISO 26000:2010 (утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 29 ноября 2012 года № 1611)</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке	
<p><i>1. Анализ факторов внутренней социальной ответственности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - принципы корпоративной культуры исследуемой 	<p>Охрана здоровья Оптимальные условия труда Жилищные программы Пенсионное обеспечение</p>

<p>организации;</p> <ul style="list-style-type: none"> - системы организации труда и его безопасности; - развитие человеческих ресурсов через обучающие программы и программы подготовки и повышения квалификации; - системы социальных гарантий организации; - оказание помощи работникам в критических ситуациях. 	<p>Политика в области труда Обучение и развитие персонала Оценка персонала Программа кадрового резерва</p>
<p>2. Анализ факторов внешней социальной ответственности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - содействие охране окружающей среды; - взаимодействие с местным сообществом и местной властью; - спонсорство и корпоративная благотворительность; - ответственность перед потребителями товаров и услуг (выпуск качественных товаров); - готовность участвовать в кризисных ситуациях и т.д. 	<p>Охрана природы и окружающей среды Промышленная безопасность Взаимодействие с заинтересованными сторонами Благотворительность</p>
<p>3. Правовые и организационные вопросы обеспечения социальной ответственности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ правовых норм трудового законодательства; - анализ специальных (характерные для исследуемой области деятельности) правовых и нормативных законодательных актов; - анализ внутренних нормативных документов и регламентов организации в области исследуемой деятельности. 	<p>Деятельность организации регламентируется согласно трудовому законодательству ГОСТ Р ИСО 26000-2010 Внутренние документы: Кодекс корпоративного управления ПАО «Газпром» 2002г. Политика Компании в области устойчивого развития Кодекс деловой и корпоративной этики ПАО «Газпром» 2012г. Политика Компании в области промышленной безопасности и охраны труда</p>
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	<p>Таблица 8– Стейкхолдеры ПАО «Газпром» Таблица 9 – Структура программ КСО Таблица 10 – Расходы на социальные программы</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Феденкова Анна Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЭМ51	Шамсутдинов Рустам Айратович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА ВКР,
ВЫПОЛНЕНОГО НА ИНОСТРАННОМ ЯЗЫКЕ**

Приложение 4

Раздел:

**Main problems and trends of import substitution in the oil and gas complex of
Russia**

Студенту:

Группа	ФИО
2ЭМ51	Шамсутдинов Рустам Айратович

Институт	ИПР	Кафедра	ЭПР
Уровень образования	Магистр	Направление/ специальность	38.04.02 «Менеджмент», профиль «Экономика и управление на предприятии (в нефтяной и газовой отрасли)»

ЗАДАНИЕ:

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Trends in the development of the oil and gas industry 2. Retrospective of the formation of a modern structure for the provision of equipment and technologies in the Russian oil and gas sector
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Консультант кафедры ЭПР ИПР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф И.В.	к.э.н., доцент		

Консультант – лингвист кафедры: зав. каф. ИЯПР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Болсуновская Л.М.	к.ф.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЭМ51	Шамсутдинов Рустам Айратович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 107 с., 13 рис., 10 табл., 20 источников, 4 прил.

Ключевые слова: импортозамещение, импорт, экспорт, программа импортозамещения, стимулирование экспорта, развитие производства.

Объектом исследования служит нефтегазовый сектор Российской Федерации.

Цель работы – анализ реализации программы импортозамещения в нефтегазовых компаниях России.

В процессе исследования проводились исследования импортозамещающей деятельности нефтегазовых компаний на всех стадиях производственно-технологического цикла

В результате исследования были сформулированы выводы относительно проблем и перспективы стратегической задачи перехода в нефтегазовом комплексе на отечественное оборудование и технологии

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: применение технологии кратковременной эксплуатации скважин (КЭС) при эксплуатации малодебитных и среднедебитных скважин с высокопроизводительными УЭЦН ($Q \geq 80$ м³/сут.), имеющими наилучшие технические и эксплуатационные характеристики в кратковременном режиме.

Степень внедрения: результаты исследований представлены международных и всероссийских конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых

Область применения: добыча углеводородного сырья на месторождениях Томской области

Экономическая эффективность/значимость работы рассмотрена экономическая эффективность применения технологии кратковременной эксплуатации скважин (КЭС) с использованием установки электроцентробежного насоса (УЭЦН), в частности эксплуатации

малодебитных и среднедебитных скважин высокопроизводительными УЭЦН ($Q \geq 80$ м³/сут.), имеющими наилучшие технические и эксплуатационные характеристики в кратковременном режиме.

Оглавление:

Введение	14
1 Основные тенденции и проблемы импортозамещения в нефтегазовом комплексе России	16
1.1 Тенденции и развитие нефтегазовой отрасли	16
1.2 Ретроспектива формирования современной структуры обеспечения оборудованием и технологиями в российском нефтегазовом секторе	24
2 Организационно – экономические механизмы реализации программ по замещению иностранной продукции отечественными техникой и технологиями	29
2.1 Государственное регулирование импортозамещающей деятельности нефтегазовых компаний	29
2.2 Алгоритм организации работ по замещению импортной продукции	35
2.3 Предложения нефтегазового сообщества по реализации программы импортозамещения	40
2.4 Разработка и реализация программ импортозамещения нефтегазовыми компаниями	49
3 Анализ реализации программы импортозамещения в ООО «Газпромнефть-восток»	54
3.1 Общая характеристика ООО «Газпромнефть-восток»	54
3.2 Отечественные разработки, востребованные в ООО «Газпромнефть-Восток»	57
3.2.1 Оборудование для разведки	57
3.2.2 Оборудование для добычи	59
3.3 Перспективы освоения трудноизвлекаемых запасов нефти на основе создания собственных технологий	60
3.4 Экономическая эффективность технологий по добыче нефти из малодебитных скважин в ООО «Газпромнефть-Восток»	66
3.4.1 Расчёт экономии электроэнергии	68
3.4.2 Расчёт работы электроцентробежного насоса в постоянном режиме	69

3.4.3 Расчёт работы электроцентробежного насоса в режиме кратковременной эксплуатации скважин	71
3.4.4 Расчёт энергоэффективности и дополнительных затрат	74
4 Социальная ответственность	76
4.1 Анализ эффективности программ ксо. Определение стейкхолдеров организации	76
4.2 Определение структуры программ КСО	80
4.3 Определение затрат на программы КСО	82
4.4 Оценка эффективности программ и выработка рекомендаций	84
Заключение	86
Список используемых источников	88
Приложение А Консультативный совет Государственной Думы по проблемам импортозамещения в нефтепереработке выработал ряд рекомендаций в данном направлении	90
Приложение Б Материалы круглого стола «Пути формирования цивилизованного рынка нефтегазового оборудования и сервиса», от 17 апреля 2014 г. Тюмень	92
Приложение В Ключевые показатели компаний нефтегазовой отрасли	94
Приложение Г Глава 1 на английском языке	96

Введение

Модернизация, развитие экспортных возможностей российских предприятий в современных условиях хозяйствования является, несомненно, одним из приоритетных направлений деятельности, поскольку именно производство экспортной продукции и ее успешная реализация позволит отечественным товаропроизводителям выйти на качественно новый уровень функционирования. Таким образом, особое значение приобретает повышение экспортного потенциала отечественных товаров, в качестве переходного этапа, может выступать импортозамещение. Тема модернизации стала особенно актуальна после финансового кризиса 2008 г., когда стало понятно, что высокая доля сырья в экспорте делает нашу страну зависимой от мировой конъюнктуры цен на нефть и газ и поэтому легко уязвимой. Как следствие, Правительство РФ активизировало свою деятельность по расширению инновационного прорыва во всех отраслях национальной экономики. Кроме того, санкционное давление, в частности ввод санкций на поставку части зарубежной техники и технологий для нефтегазовой отрасли, требует ускоренного развития собственного рынка оборудования и технологий для нужд ТЭК.

Ввиду масштаба нефтегазового сектора и величины заказов в отечественной промышленности, весьма важным представляется анализ текущего состояния и изменений в структуре закупок предприятий ТЭК, что позволит корректировать программы импортозамещения и сосредоточиться на важных наукоемких направлениях.

Проблема возможности и экономической целесообразности замещения импортной продукции отечественными аналогами многоаспектна и включает в себя уровень качества, который в состоянии обеспечить отечественные предприятия, уровень цен и сервиса, необходимость защиты внутреннего рынка от иностранной конкуренции и др.

Целью магистерского исследования является анализ реализации программы импортозамещения в нефтегазовых компаниях России (на примере нефтегазовых компаниях).

Согласно поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- изучить основные тенденции и проблемы импортозамещения в нефтегазовом комплексе России;
- изучить механизмы реализации программ по замещению иностранной продукции отечественными техникой и технологиями;
- проанализировать программы импортозамещения в ООО «Газпромнефть-Восток»;
- изучить программы корпоративной социальной ответственности на предприятии.

Объект исследования – служит нефтегазовый сектор Российской Федерации.

Предмет исследования – ООО «Газпромнефть-Восток»

Информационной базой послужили данные Минэнерго, Минприроды и ПАО «Газпром», ООО «Газпромнефть-Восток», результаты экономических исследований, фактологические и эмпирические материалы, содержащиеся в работах отечественных и зарубежных экономистов, консалтинговых компаний и групп, опубликованные в научных журналах, в периодических изданиях, материалах круглых столов, семинаров и конференций, сборниках научных трудов, электронных научных изданиях.

1 Основные проблемы и тенденции импортозамещения в нефтегазовом комплексе России

1.1 Тенденции развития нефтегазовой отрасли

Россия обладает уникальной минерально-сырьевой базой, в том числе углеводородов. Нефтегазовая промышленность России тесно связана с большинством отраслей народного хозяйства и оказывает влияние на экономику всей страны. Последние десятилетия наблюдается устойчивый рост добычи нефти и газа в РФ (таблица 1, рисунок 1).

Таблица 1 – Добыча нефти в России

Год	Добыча, млн. тонн
2014	526,7
2015	533,6
2016	547,3

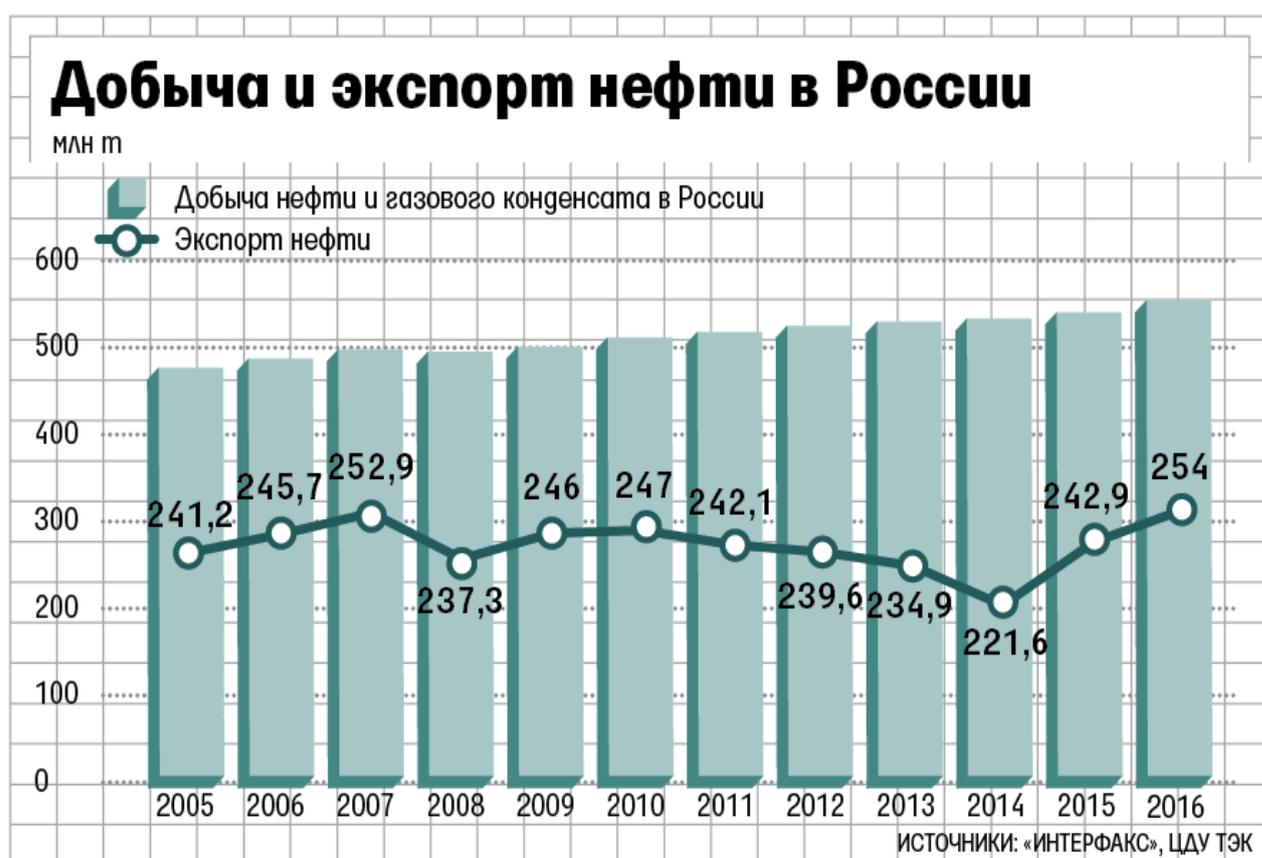


Рисунок 1 – Добыча и экспорт нефти в России

В период с 2014 по 2016 года добыча нефти увеличилась с 526,7 млн. тонн до 547,3 млн. тонн, что составило прирост в 20,6 млн. тонн.

Установлены рекордные показатели и среднесуточной добычи за месяц: в декабре 2016 г. она достигла 15,28 млн.баррелей, а предыдущий рекорд зафиксирован также в прошлом году - в октябре: 14,73 млн.баррелей в сутки.

Рост добычи нефти был обеспечен:

- развитием действующих перспективных и вовлечением в разработку новых месторождений Севера европейской части России, Восточной Сибири и Дальнего Востока;

- ростом эксплуатационного фонда скважин за счет увеличения объемов эксплуатационного бурения и ввода новых скважин;

- активным применением технологий и методов интенсификации добычи нефти, как в новых — перспективных регионах, так и традиционных нефтедобывающих районах страны (Урало-Поволжье);

- действием налоговых льгот для низкорентабельных месторождений, месторождений с трудноизвлекаемыми запасами сырья, а также новых перспективных месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Одним из факторов роста добычи в долгосрочной перспективе является прирост запасов, динамика которого представлена на рисунке 2.



Рисунок 2 – Разведанные запасы нефти [2]

Как иллюстрирует рисунок, запасы нефти ежегодно увеличиваются.

Вектор развития добычи нефти постепенно смещается с традиционных регионов на добычу трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) и из шельфовых месторождений. В 2015 году в суммарной структуре добычи нефти доля шельфовой добычи и ТриЗ составит около 8%. Пока это немного и объясняется начальной стадией геологоразведочных работ (ГРП) на шельфе, включая арктический. Но к 2020 году должны быть введены перспективные морские участки, которые, согласно имеющимся планам, в 2030-2031 гг. выйдут на проектную мощность добычи нефти. Поэтому доля шельфовой добычи и ТриЗ к 2020 году должна увеличиться примерно до 12%, а к 2035 г. – до около 31%. Такой рост является стратегической задачей отрасли

По состоянию на 01.01.2015 г., добычу нефти и газового конденсата (нефтяного сырья) на территории Российской Федерации осуществляли 295 организаций, имеющих лицензии на право пользования недрами.

В том числе:

– 107 организаций, входящих в структуру 11 вертикально интегрированных компаний, на долю которых по итогам года приходится суммарно 86,2 % всей национальной нефтедобычи;

– 185 независимых добывающих компаний, не входящих в структуру ВИНК;

– 3 компании, работающие на условиях соглашений о разделе продукции.

Отраслевая структура добычи по итогам 2015 г. осталась практически без изменений: доля ВИНК снизилась на 1,1%, до 87%, доля независимых производителей выросла на 1,1 % до 10,2%, доля операторов СРП составила 2,8% (рис. 3).



Рисунок 3 – Отраслевая структура добычи нефти в РФ, 2015 г. Источник: Минэнерго РФ [1]

Рассмотрим рост добычи нефти по основным нефтедобывающим организациям с 2012 по 2015 года (рисунок 4).

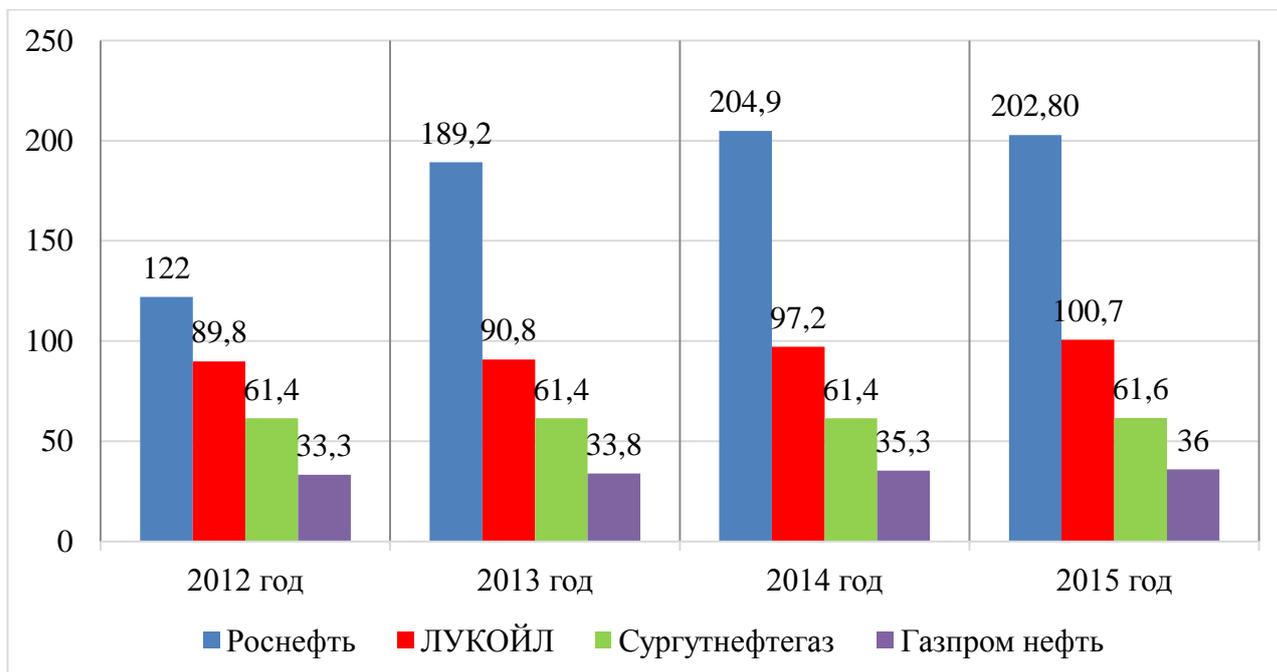


Рисунок 4 – Рост добычи нефти по основным нефтедобывающим организациям, млн. тонн

Производственные показатели компании «Роснефть» в 2015 г. в целом по группе демонстрировали сдержанную динамику, добыча нефти и жидких углеводородов снизилась на 1,0% до 202,8 млн. тонн. Добыча нефти в целом по

Группе «Лукойл» по итогам 2015 г. выросла на 3,1% до 100,7 млн. тонн. Так же повысила добычу нефти компания «Сургутнефтегаз» на 0,3% до 61,6 млн. тонн. Добыча нефти компании «Газпром нефть» так же выросла на 1,9% до 36 млн. тонн.

Так же рассмотрим рост добычи газа по основным нефтедобывающим организациям с 2012 по 2015 года (рисунок 5).

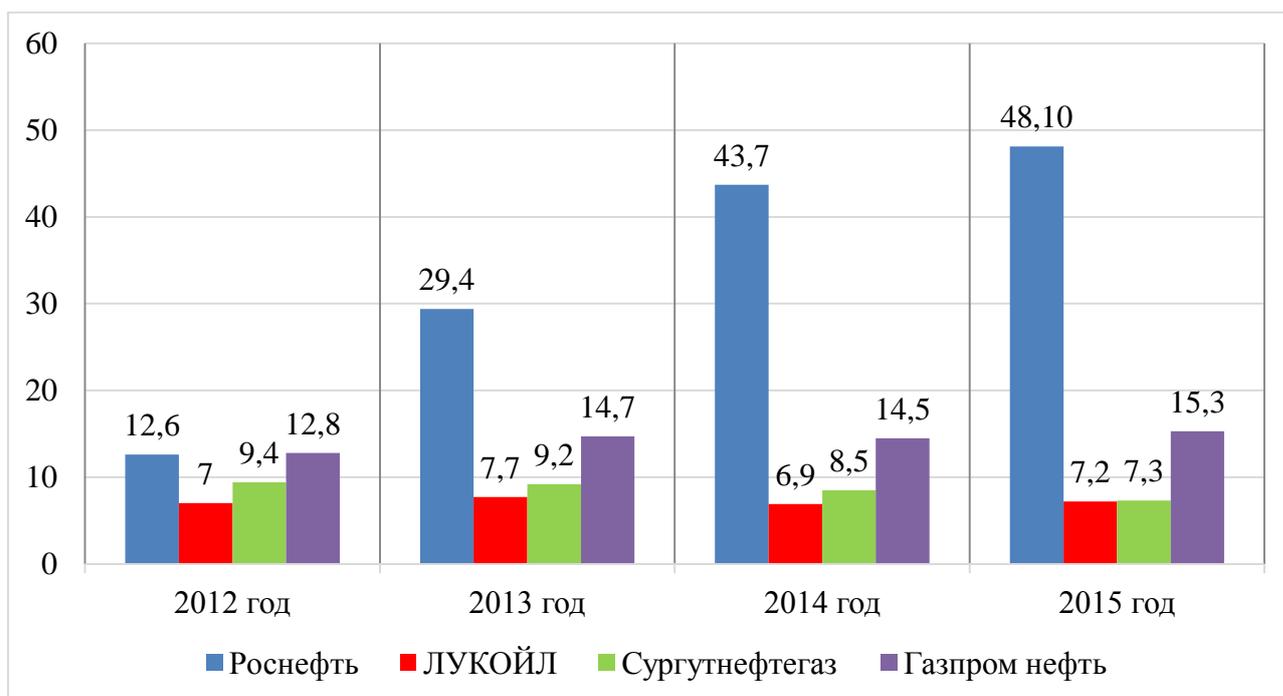


Рисунок 5 – Рост добычи газа по основным нефтедобывающим организациям, млн. тонн [3,4,5,6]

Производственные показатели компании «Роснефть» в 2015 г. в целом по группе демонстрировали положительную динамику, добыча газа выросла на 9,1% до 48,1 млн. тонн. Добыча газа в целом по Группе «Лукойл» по итогам 2015 г. выросла на 4,1% до 7,2 млн. тонн., но по отношению к 2013 году добыча газа снизилась на 6,5%. Компания «Сургутнефтегаз» снизила добычу газа на 14,1% до 7,3 млн. тонн. Добыча газа компании «Газпром нефть» выросла на 5,2% до 15,3 млн. тонн.

Лидером в 2015 году по росту нефтедобычи в России стала компания «Лукойл». Лидером по добыче газа в России 2015 года стала компания «Роснефть».

В отраслевой структуре производства газа по итогам 2015 г. снизилась доля Газпром (на 3,4 п.п. до 63,9%), Новатэк (на 0,2 п.п. до 8,2%) и СРП (на 0,1 п.п. до 4,2%). Выросла доля ВИНК (на 1,1 п.п. до 13,8%) и независимых компаний (на 2,6 п.п. до 9,9%), (рис. 6).19 Коэффициент полезного использования ПНГ в России вырос на 2,7 п.п. до 88,2%, однако остается ниже целевого значения 95%.

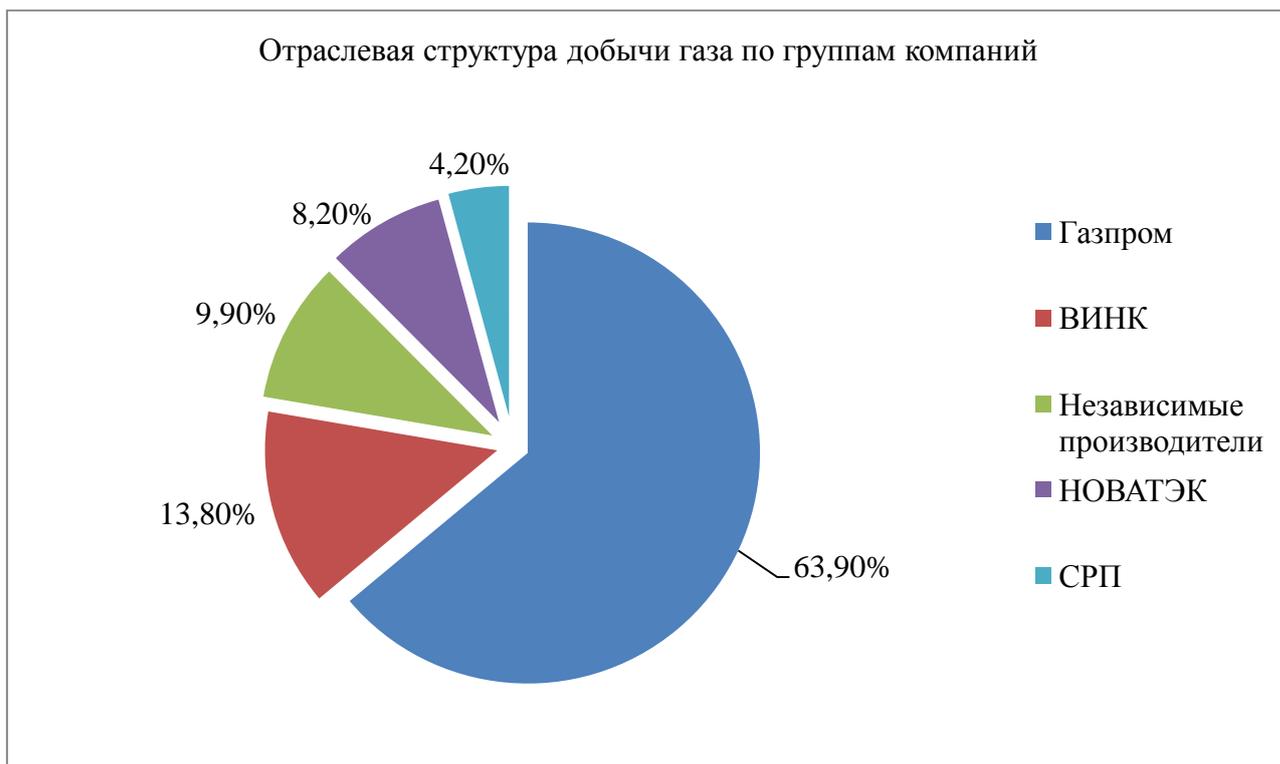


Рисунок 6 – Отраслевая структура добычи газа в РФ, 2015 г. Источник: Минэнерго РФ

Объем добычи газа в 2015 г. снизился на 1% до 635,5 млрд м³ (с учетом Крымского ФО). При этом добыча природного газа сократилась на 2,2% до 556,9 млрд м³, а ПНГ выросла на 8,4% до 78,6 млрд м³. Как результат доля ПНГ в структуре добычи выросла на 1,1 п.п. до 12,4%. По объему добычи газа Россия занимает второе место в мире (16,7% мировой добычи), уступая с 2009 г. США (20,2%).

Факторами снижения объемов добычи газа стали:

– сокращение внутреннего спроса на газовое топливо, обусловленное как климатическим (относительно теплые погодные условия отопительных сезонов 2014— 2015 гг.), так и экономическими факторами;

– сокращение закупок газа со стороны стран ближнего зарубежья.

Доказанные запасы газа в России на начало 2015 г. составляли 32 644 млрд м³, что обеспечивает порядка 17,4% мировых запасов и достаточно при текущем уровне добычи на 56,4 лет производства (R/P ratio). По объему запасов газа Россия занимает второе место в мире после Ирана (18,2% мировых запасов). Прирост запасов (ABC1) свободного газа в РФ в 2015 г. составил 1 095 млрд м³, что превышает уровень его добычи.

В 2015 г. добычу природного и попутного нефтяного газа (ПНГ) осуществляло 257 предприятий. Из них 16 предприятий – структуры группы Газпром, 81 – входит в структуру нефтяных ВИНК, 4 – принадлежат Новатэк, 153 – являются независимыми производителями и 3 – работают на условиях соглашения о разделе продукции (СРП).

Транспортировку 87% добываемой в России нефти и 24% от объема производства светлых нефтепродуктов осуществляет компания Транснефть (естественно-монопольный вид деятельности).

В географической структуре добычи выросла роль европейской части России (прирост добычи на 2,5%), Восточной Сибири и Дальнего Востока (прирост добычи на 8,2%). Доля данных регионов в общей структуре добычи по итогам года составила 29,8% (158,9 млн т) и 11,9% (63,5 млн т). Объем добычи в основном нефтедобывающем регионе снизился незначительно: на 0,4% до 311,7 млн т, что обеспечивает ему 58,4% общего объема добычи нефти в России.

Поставка нефти на экспорт выросла на 9,3% до 241,8 млн т, что эквивалентно 45,3% объемов добытой в 2015 г. нефти и газового конденсата. Рост экспорта обусловлен:

– ростом нефтедобычи при одновременном высвобождении дополнительных объемов сырья за счет снижения первичной переработки на российских НПЗ;

– снижением с 01.01.2015 г. ставок вывозных таможенных пошлин применяемых в отношении нефти.

Внутреннее потребление нефти в России составляет порядка 3 196 тыс. баррелей в день (148,1 млн т в год), что эквивалентно 3,5% мирового потребления и в 3,6 раз меньше объемов добычи нефти в России.⁸

Мощность НПЗ в России на начало 2015 г. составляла 6 338 тыс. баррелей в день, что больше показателя предыдущего года на 5,2% и эквивалентно 6,6% мировых мощностей (3-е место в мире после США (18,4%) и Китая (14,6%)). Уровень использования среднегодовой мощности по первичной переработке нефти остается высоким: порядка 92%.⁹

По итогам 2015 года первичная переработка нефти снизилась на 2,1% до 282,7 млн т, что составляет 52,9% от уровня добычи. При этом выросла глубина переработки нефти на 1,9 п.п. до 74,2%. Производство автобензинов по итогам 2015 г. составило 39,2 млн т (13,9% от объемов первичной переработки), дизельного топлива - 76,1 млн т (26,9%), мазута - 71,0 млн т (25,1%).

Факторами снижения объемов переработки стали:

- оптимизация нефтеперерабатывающими компаниями объемов первичной переработки сырья при одновременном поддержании уровней и повышении качества производимых моторных топлив (в первую очередь автомобильных бензинов), обеспечивающих бездефицитное снабжение потребителей внутреннего рынка Российской Федерации.

Ценовая конъюнктура на мировых рынках характеризовалась снижением цен на углеводороды. Стоимость маркерного сорта нефти Brent снизилась с 56,42 долл. США до 37,89 долл. США за баррель. Рынок по-прежнему характеризовался избытком предложения. Так, если мировой спрос на нефть в 2015 г. снизился на 2% до 94,7 млн баррелей в день, то предложение нефти снизилось только на 0,8% до 96,4 млн баррелей в день. Как результат, важным сигналом по итогам года стало существенное сокращение инвестиций в нефтедобычу на 24%, что в среднесрочной перспективе формирует дефицит мощностей и потенциал восстановления мировых цен на нефть.

Однако, по данным Министра энергетики РФ А.Новака общий объем инвестиций отраслей ТЭК в экономику превысил 3,67 трлн руб, за год

инвестиции ВИНК в нефтедобычу выросли на 12% и составили 1 трлн 210 млрд руб.

В качестве одного из ключевых событий в нефтегазовом секторе в 2016 году глава Минэнерго России назвал соглашение с ОПЕК о добровольном ограничении добычи нефти. Его реализация позволила снизить волатильность на рынках, стабилизировать ситуацию с ценами на более высоком уровне, чем до достижения договоренности.

1.2 Ретроспектива формирования современной структуры обеспечения оборудованием и технологиями в российском нефтегазовом секторе

Тяжелое состояние отечественной промышленности часто не позволяло ей достойно конкурировать с иностранными производителями, которые нередко прибегали и к практике демпинга для завоевания рынка. Способствовал увеличению зависимости от иностранных технологий и опережающий выход западных стран на сложные объекты добычи, включая шельфовые проекты. У России потребность в этом возникла позже, что стало одной из причин технологического отставания.

По состоянию на начало 2015 г. по целому ряду направлений российская энергетика попала в высокую зависимость от иностранных компаний. Некоторые из этих направлений нашли отражение во введенных в 2014 г. санкциях (таблица 2).

Таким образом, виден целый ряд направлений, по которым зависимость от зарубежных поставщиков достаточно велика с разной критичностью этого влияния на отрасль.

Особенно чувствительной является зависимость от импорта по многим позициям. Так в сегменте «Переработка» доля использования отечественного оборудования и комплектующих в пластинчатых теплообменниках 38 %; при сжижении природного газа доля российского оборудования около 20 %; отечественных технологий при производстве насосно-компрессорного

оборудования также только 20 %.

Таблица 2 – Ключевые направления, по которым российский ТЭК зависит от импортных поставок

Продукция и оборудование	С	Влияние зависимости на ТЭК
Нефтяная отрасль		
Мультистадийный гидроразрыв пласта и другие технологии освоения залежей нефти низкопроницаемых коллекторов и плотных пород	+	Низкое
Оборудование для глубоководных офшоров	+	Высокое
Поставки трубопроводной продукции и насосно-компрессорного оборудования	+	Среднее
Катализаторы	-	Высокое
Сервисное обслуживание НПЗ	-	Среднее
Поставки технологического оборудования для вторичных процессов на НПЗ-	-	Низкое
Оборудование для ГРП	-	Высокое
Программное обеспечение (ГРП, геологоразведка и т.д.)	-	Высокое
Газовая отрасль		
Поставки трубопроводной продукции и насосно-компрессорного оборудования	+	Низкое
Оборудование для глубоководной добычи	+	Среднее
Оборудование и технологии для газопереработки	-	Среднее
Сервисные услуги	-	Низкое
Оборудование для ГРП	-	Низкое
Оборудование для крупнотоннажного СПГ	-	Высокое
Программное обеспечение (геологоразведка и т.д.)	-	Среднее

Необходимость ускоренного импортозамещения некоторых видов оборудования для нефтегазовой отрасли связана не столько с ее современным состоянием, сколько с перспективами ее развития. Можно совершенно точно сказать, что действующие санкции Евросоюза и США практически не повлияли

на текущий уровень добычи и переработки углеводородного сырья. Однако на сроки освоения шельфовых и трудноизвлекаемых запасов санкции повлиять могут. Дело в том, что санкции ЕС и США ограничивают поставку в Россию технологий и оборудования, связанного с разработкой шельфовых месторождений и «сланцевой» нефти, относящейся к категории нетрадиционных запасов. В этом сегменте доля импортных технологий составляет от 50% для разработки ТРИЗ до более 80% для разработки шельфовых месторождений. Для сравнения: доля импортных технологий для разработки традиционных месторождений обратная и составляет менее 20 %.

Что касается технологий гидроразрыва пласта (ГРП) и наклонно-направленного бурения, которые используются как для добычи ТРИЗ на новых месторождениях, так и для интенсификации добычи на старых, то доля импортного оборудования здесь составляет до 90%. В России широко используются флота ГРП иностранного производства, однако имеются и отечественные производители оборудования. По оценкам Министерства энергетики, в период до 2020 года отрасли потребуется производство 15 новых флотов ГРП ежегодно, которые должны быть оснащены оборудованием для заканчивания скважин и необходимым программным обеспечением.

В настоящее время при проводке скважин с горизонтальным окончанием ствола, применяются импортные системы каротажа в процессе бурения с гидравлическим каналом связи. Это, по сути, «глаза» оператора бурения. По нашим оценкам, для осуществления электро-магнитного, нейтронно-плотностного и акустического каротажа отрасли необходимо около 90 единиц оборудования ежегодно.

В настоящее время на территории РФ действует единственный завод СПГ в рамках проекта Сахалин-2. Но к 2020 году будут введены новые мощности, которые дадут выход готовой продукции в объеме 50 млн т. Поэтому необходимо уже сейчас развивать собственное производство оборудования, используемого для получения СПГ.

Также низка доля использования отечественного оборудования на

платформе. На сегодняшний день, кроме внешней оснастки платформ, наши производственные мощности способны обеспечить платформы арктического класса только блоками компримирования газа. Данное обстоятельство также ориентирует на организацию импортозамещения оборудования для разработки шельфовых месторождений.

Проведенный Министерством энергетики анализ текущего состояния производства продукции для нужд показал следующее.

1. Российские металлургические и машиностроительные предприятия не могут в полной мере закрыть потребность в организации материального исполнения современных технологических процессов.

2. Продолжается выпуск продукции (по экспертным оценкам, до 70 %) по устаревшим технологиям на производствах, имеющих технический парк станков и оснастку 20-30-летней давности.

3. Предприятия, расположенные в депрессивных регионах, не имеют возможности привлечения хорошо подготовленных специалистов, местные власти редко вникают в производственные проблемы.

4. Переход производств по выпуску нефтегазового оборудования в состав промышленно-финансовых групп существенно ситуацию не изменил, так как контролируются главным образом финансы. С заводов прибыль выводится в головную компанию, коренного технического перевооружения не происходит.

5. До сих пор не созданы технические регламенты и подкрепляющие их стандарты. Заявления, что в СССР была замечательная база стандартов и ее нужно реанимировать, беспочвенны. Стандарты советских времен создавались в условиях директивной экономики, не предполагавшей конкуренции. Уровень технологий, заложенных в стандартах, определялся годом разработки стандарта, затем в него вносились лишь «косметические» правки.

6. Деятельность отечественных производителей технологий и оборудования подрывает ценовая политика нефтяных компаний, когда ради низкой цены приносятся в жертву качество и надежность. Выручки

большинства российских предприятий хватает лишь на поддержание производства без перспектив развития.

7. Информационная закрытость нефтегазовых компаний ведет к тому, что российские производители инновационной продукции просто не знают о реальных потребностях в оборудовании и технологиях. Как пример можно привести огромный простаивающий фонд скважин, сгорающий в факелах нефтяной газ. Однако компании не раскрывают данные, которые указали бы истинный объем и номенклатуру требуемых услуг.

8. По перечисленным причинам разработанные российскими предприятиями образцы техники и технологий с трудом находят площадки для внедрения в производство, нередко нарушаются права интеллектуальной собственности.

Таким образом, выполненный обзор показывает, что надо вести речь не просто о процессе замещения, а об организации управления замещением импортной продукции отечественными техникой и технологиями.

Действие антироссийских санкций может быть достаточно длительным. И это, конечно, является важным стимулом для развития импортозамещения.

Кроме того, развитию импортозамещения способствует следующий благоприятный фактор – укрепление иностранной валюты по отношению к рублю. Если раньше отечественное оборудование уступало по ценовым параметрам оборудованию азиатского производства, то теперь ситуация изменилась, у российских производителей появилось преимущество, которым должны воспользоваться российские производители и увеличить свою долю на рынке. [7,8,9]

2 Организационно – экономические механизмы реализации программ по замещению иностранной продукции отечественными техникой и технологиями

2.1 Государственное регулирование импортозамещающей деятельности нефтегазовых компаний

Высокая зависимость от иностранных компаний может угрожать долгосрочной энергетической и экономической безопасности страны. Для снижения рисков руководством страны поставлена задача развития отечественной промышленности и осуществления импортозамещения в энергетике. Эта цель имеет одно из приоритетных значений для обеспечения устойчивого функционирования ТЭК в будущем вне зависимости от геополитических обстоятельств. Реализация выполнения такой масштабной цели требует поиска оптимальных инструментов, которые бы отвечали интересам государства, компаний ТЭК и связанных секторов промышленности.

В результате анализа, проведенного Минэнерго России совместно с Минпромторгом России и нефтегазовыми компаниями, выделены направления, которые являются приоритетными в программе импортозамещения (Рисунок 7).



Рисунок 7 – Реализация алгоритма программы импортозамещения

1. В краткосрочном периоде 2015-2016 гг., необходимо сделать акцент на замещении:

– Технологий гидроразрыва пласта, а также системы закачивания скважин и технологий сопровождения спуска оборудования в скважины;

– Технологий наклонно-направленного бурения.

2. В среднесрочном периоде - 2015-2018 гг.:

– Программные средства для процессов бурения, добычи, транспортировки и переработки углеводородного сырья

– Технологии сжижения природного газа;

– Насосно-компрессорное оборудование;

– Технологии и оборудование, используемые при разработке трудноизвлекаемых запасов;

– Технологии переработки углеводородного сырья;

– Технологии производства катализаторов для нефтеперерабатывающих производств и нефтехимии.

3. В долгосрочном периоде - 2015-2020 гг.:

– Технологии и оборудование, используемое для реализации шельфовых проектов

– Гибкие насосно-компрессорные трубы

Более того называются совершенно четкое количество различного оборудования необходимого для реализации программ компаний.

Например, Минпромторг обозначает потребность в следующем оборудовании:

а) Насосы высокого давления – 48 шт.

б) Потребность в катализаторах нефтехимии для базовых процессов – 15,0-18,5 тыс. т

в) Потребность в катализаторах нефтепереработки для базовых процессов – 16,5-26,5 тыс. т

г) Буровые установки для бурения на шельфе 30 шт. до 2030 г.



Рисунок 8 – Основные направления обеспечения технологической независимости

Объявленная Правительством России программа импортозамещения открывает хорошие возможности для начала работы по переориентации ряда предприятий отечественной промышленности на выпуск продукции, востребованной эксплуатирующими организациями, которую традиционно поставляли зарубежные компании. Реализация программы позволит уменьшить зависимость нефтегазовых компаний от импорта оборудования и довести технологическое развитие российского нефтегазового машиностроения до мировых стандартов качества.

Правительство РФ в 2013-2015 гг. приняло ряд решений, направленных на замещение импортной продукции. В частности, в области нефтепереработки углеводородного сырья был принят план мероприятий, представленный в таблице 3.

Уже есть определенные результаты реализации данного плана по модернизации нефтеперерабатывающих производств. Так с 2011 года введены в эксплуатацию или модернизированы 70 установок, из них 12 - в 2016 году. За

2016 г. глубина переработки нефти выросла на 5 %, до 79,2%. Развивается рынок газомоторного топлива, в частности по итогам 2016 года введено в эксплуатацию 44 новых объекта газозаправочной инфраструктуры, а реализация ГМТ увеличилась почти на 10%. В 2016 году доля импортных катализаторов нефтепереработки снизилась с 62,5% до 39%, нефтехимии – с 38,3% до 27,5%.

Приказом Минпромторга России от 29.01.2015 № 126 образован Научно-технический совет (НТС) по развитию нефтегазового оборудования. В настоящее время формируется состав НТС, в который войдут представители федеральных органов исполнительной власти, отраслевых союзов и ассоциаций, нефтегазовых, нефтесервисных, промышленных и научных организаций. В составе Совета формируются экспертные группы по приоритетным направлениям импортозамещения. Нефтегазовыми компаниями и производителями оборудования выражена готовность принять участие в работе НТС.

Большая вероятность, что принятые и подготовленные Правительством меры стимулирования импортозамещения дадут свой эффект.

План мероприятий по снижению зависимости российского топливно-энергетического комплекса от импорта оборудования, технических устройств, комплектующих, услуг (работ) иностранных компаний и использования программного обеспечения, а также по развитию нефтегазового комплекса Российской Федерации, утвержденный распоряжением Правительства Российской Федерации от 3 ноября 2014 г. № 2195-р, носит комплексный характер

В соответствии с п.2 указанного плана мероприятий решение вопросов импортозамещения катализаторов нефтепереработки и нефтехимии, а также крупнотоннажных полимеров возложено на Министерство энергетики РФ.

Решение вопросов снижения зависимости от импорта оборудования, технических устройств, комплектующих, услуг (работ) иностранных компаний и использования программного обеспечения возложено на Министерство

промышленности и торговли РФ.

Подготовлены и изданы следующие приказы:

– ПРИКАЗ от 17 февраля 2015 г. № 66-ДСП «Об утверждении плана мероприятий («дорожной карты») по снижению зависимости от импорта в сфере обеспечения катализаторами предприятий нефтепереработки и нефтехимии»

– ПРИКАЗ от 31 марта 2015 г. № 210 «Об утверждении плана мероприятий по импортозамещению в нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслях промышленности Российской Федерации»

– ПРИКАЗ от 07 апреля 2015 г. № 219 «О рабочей группе по подготовке предложений и координации работ по снижению импортозависимости в сфере обеспечения катализаторами предприятий нефтепереработки и нефтехимии»

К 2020 г. запланировано достижение следующих показателей импорта в области потребления катализаторов нефтепереработки и нефтехимии, крупнотоннажных полимеров

В 2015 году при общем потреблении катализаторов в России в объеме 46,9 тыс. тонн доля российских катализаторов в нефтепереработке составила 37,5% (31,76% в 2014 году), в нефтехимии по основным процессам — 35,7% (34,2% в 2014 году).

Таблица 3 – План мероприятий по импортозамещению в нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслях промышленности РФ 2015 г.

Технологическое направление (продукт, технология)	Срок реализации и проектов	Доля импорта в потреблении в 2014 г.			В потреблении и в 2020 г., %
		2014г ., %	2015 г. (факт), %	2016 г. (план), %	
Катализаторы для базовых процессов нефтепереработки					
1. Изамеризация бензиновых фракций	2015-2020	50	62,3	97,7	20
2. Гидроочистка (бензина, дизельного топлива, вакуумного газойля, парафина)	2015-2020	97	96,4	77,1	45
3. Каталитический крекинг	2015-2020	65	46,9	32,3	25
4. Каталитический риформинг	2015-2020	60	63,0	81,9	25
5. Гидрокрекинг	2015-2020	100	100,0	100,0	45

Продолжение таблицы 3

Технологическое направление (продукт, технология)	Срок реализации и проектов	Доля импорта в потреблении в 2014 г.			В потреблении и в 2020 г., %
		2014г ., %	2015 г. (факт), %	2016 г. (план), %	
Катализаторы нефтехимии					
6 Дегидрирование пропана, изобутана, изопентана, этилбензола (производство мономеров)	2015-2020	2	9,24	8,1	0
7. Полимеризация этилена, пропилена, стирола (производство базовых полимеров)	2015-2020	100	100,0	100,0	45
8 Полимеризация бутадиена, изопрена и др. (производство синтетических каучуков)	2015-2020	48	41,25	35,0	5
9. Алкилирование бензола этиленом и пропиленом	2015-2020	45	42,5	40,0	20
10. Окисление газофазное (производство оксида этилена)	2015-2020	100	100,0	100,0	45
11. Окисление жидкофазное (производство ТФК)	2015-2020	100	100,0	100,0	45
Крупнотоннажные полимеры					
12. Полиэтилен	2015-2020	26	9,6	5,22	0
13. Полипропилен	2015-2020	10	3,4	3,07	0
14. Поливинилхлорид	2015-2020	35	2,7	3,91	10
15. Полистирол	2015-2020	16	17,6	5,72	25
16. Полиэтилентерефталат	2015-2020	13	16,2	14,84	0

Источник: оценки ИНЭИ РАН

При этом перечень мер не является закрытым. Минэнерго внимательно рассматривает предложения нефтегазовых компаний и производителей других отраслей, желающих участвовать в программе импортозамещения. Поэтому не исключаю расширения мер поддержки и стимулирования отечественных производителей в ближайшее время.

В 2016 году рабочей группой при Минэнерго России одобрено три таких проекта – два в электроэнергетике и один в сфере глубокой нефтепереработки. В 2016 г. Минэнерго России впервые после распада СССР утвердило Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России до 2035 года. Он определяет перспективные области исследований и разработок, а также задает целевые ориентиры для развития и внедрения инновационных технологий и современных материалов в ТЭК.

Кроме того, в 2016 г. в рамках реализации Национальной технологической инициативы была одобрена разработанная Минэнерго России совместно с Агентством стратегических инициатив и другими партнерами «дорожная карта» по направлению «Энерджинет». «Дорожная карта» направлена на развитие отечественных комплексных систем и сервисов интеллектуальной энергетики и обеспечение лидерства российских компаний на новых высокотехнологичных рынках мировой «энергетики будущего» в ближайшие 15-20 лет.

2.2 Алгоритм организации работ по замещению импортной продукции

Необходимость развития импортозамещения в России сегодня становится одним из важнейших элементов обеспечения национальной энергетической и экономической безопасности. Одновременно это может быть и хорошим стимулом для развития целых отраслей экономики, расширения научно-технического потенциала отечественного ТЭК. Но несмотря на очевидные преимущества, этот процесс скрывает под собой и несколько достаточно существенных рисков. Главные из них связаны с отсутствием возможности использования нормальных рыночных механизмов регулирования вследствие фактического исчезновения конкуренции в целом ряде случаев. В ситуации, когда рынок не способен сам себя регулировать, всю нагрузку по управлению процессом и контролем его эффективности должно взять на себя государство. При этом попытка установления дополнительного контроля над множеством процессов со стороны государства неизбежно приведет к созданию новой неповоротной и бюрократизированной надстройки над отраслями промышленности. Поэтому целесообразно выстраивать импортозамещение на основе универсальных схем, позволяющих создавать привлекательные условия для развития приоритетных направлений и способствующих обеспечению конкуренции как на внутреннем рынке, так и в сравнении с зарубежными аналогами. И только в особых случаях, где нет возможности создать

конкурентную среду, требуется особое государственное регулирование и контроль.

Намеченные Правительством РФ меры по снижению зависимости отечественных предприятий от импортных поставок содержат, среди прочих, и поддержку инвестиционных проектов, подготовленных российскими предприятиями [10, 11]. По замыслу, инвестиции будут направлены на создание производств, обеспечивающих выпуск конкурентоспособной продукции в приемлемые сроки [12]. Учитывая, что государство не может удовлетворить все заявки, поступившие в Министерство промышленности и торговли РФ (на момент написания статьи более 600), встают вопросы: что финансировать в первую очередь и как определить реальные потребности промышленности в том или ином изделии?

Алгоритм организации работ по замещению импортной продукции, разработанный группой специалистов ЗАО «ГК «РусГазИнжиниринг», представлен на (рисунке 9). Он отражает последовательность формирования зависимости целевых потребностей нефтегазовых компаний от импортной продукции до определения производственных возможностей заводов - изготовителей оборудования, комплектующих и материалов. Если такая возможность отсутствует, то рынок заполняется импортной продукцией. Основная концепция алгоритма заключается в способе определения самого «нижнего» элемента, на основании которого можно построить полную «цепочку» модернизируемых производств, а также определить сроки и объем планируемых инвестиций.

I уровень. Проводятся опрос и формирование сводной потребности нефтегазовых компаний в оборудовании зарубежных поставщиков. Для обеспечения возможности дальнейшей систематизации и облегчения поиска предполагается структурировать замещаемое импортное оборудование в зависимости от технологического процесса.

II уровень. Выявляются российские заводы - изготовители оборудования, которые по специфике производства наиболее близко подходили

бы к производству оборудования, подлежащему замещению. Далее необходимо определить:

- сроки и стоимость модернизации производств;
- импортные комплектующие и материалы, требующиеся для изготовления оборудования российскими предприятиями.

III уровень. Выявляются заводы - изготовители необходимых комплектующих изделий и материалов, которые по специфике производства наиболее близко подходили бы к производству комплектующих импортных изделий, подлежащих замещению. Далее определяются:

- сроки и стоимость модернизации производств;
- импортные материалы, требующиеся для изготовления комплектующих изделий.

IV уровень. Выявляются заводы - изготовители материалов (в частности, производства в составе металлургических комбинатов), которые по специфике наиболее близко подходили бы к производству импортных материалов. Далее определяются сроки и стоимость модернизации производств.

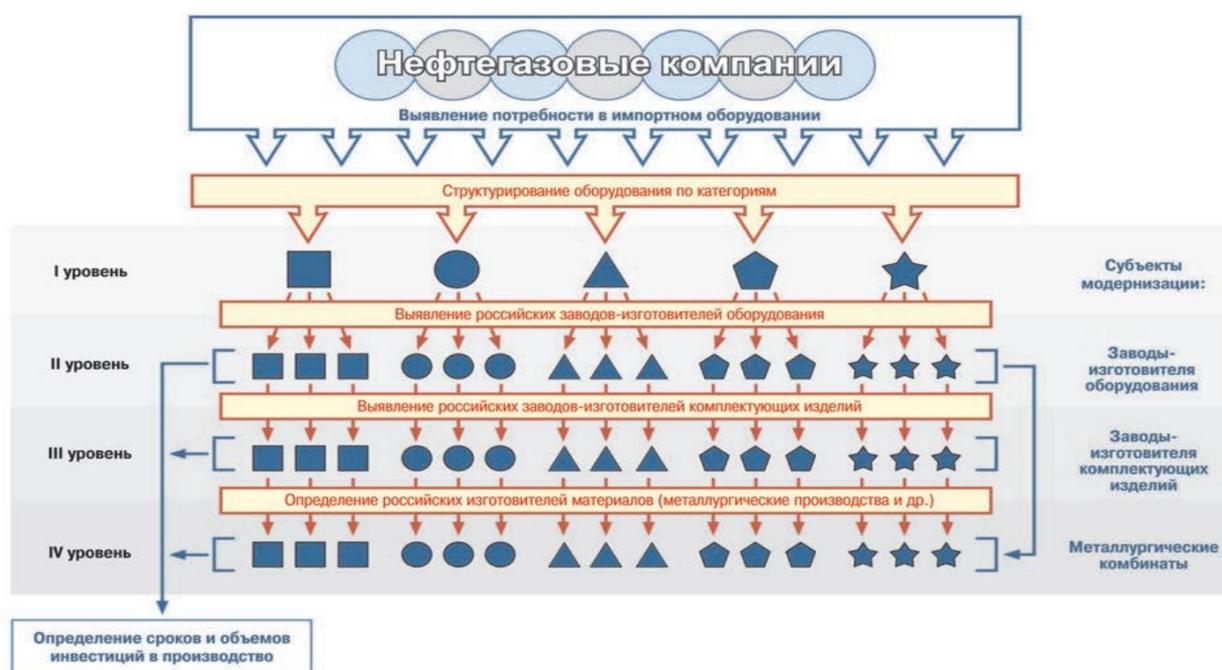


Рисунок 9 – Алгоритм организации работ по замещению импортной продукции

Имеется несколько факторов, которые определяют успешность процессов замещения импортной продукции. Во-первых, организация

немедленной проработки взаимосвязанных технологических цепочек и создание внутрироссийской интеграции для реализации производственных процессов, что может быть самым лучшим заимствованием зарубежного опыта. Во-вторых, доступное и логичное описание технической политики при широком участии научного сообщества, обладающего интеллектуальным потенциалом и экспертными возможностями с последующим определением мер и направлений государственной поддержки. В третьих, определение ответственности потребителей продукции в части создания информационного пространства, где были бы указаны технические требования к продукции и ориентировочные потребности.

В вопросе импортозамещения большую роль будут играть научно-исследовательские организации. На (рисунке 10) приведен пример разработки Программы модернизации нефтегазоперерабатывающих установок, наиболее зависимой от применения лицензированных технологий. В результате применения алгоритма должны быть созданы собственные отечественные технологии, закрепленные в российской нормативной базе на уровне национальных стандартов.

Считаем, что наиболее эффективно вкладывать средства, выделяемые государством на реализацию программ замещения импортной продукции, в создание базы данных современных технологий и их адаптации для российских потребителей. Для замещения технологий, правообладателями которых являются американские и европейские лицензиары, предлагается дать заказы научно-исследовательским институтам, работающим в нефтегазовой сфере, на:

- составление перечня лицензионных технологий для процессов добычи, подготовки и переработки углеводородного сырья;
- проведение досконального изучения лицензионных технологий;
- изменение технологий в соответствии с требованиями международного патентного законодательства (ввести семь отличительных признаков и др.) и патентование измененных технологий под авторским правом российских организаций;

– разработку программ модернизации производств с учетом изменений в лицензионных технологиях.

Таким образом, можно констатировать, что реальное продвижение в области замещения импортной продукции и услуг возможно только при комплексном подходе к данному вопросу. Отдельные нескоординированные действия нефтегазовых компаний и предприятий-изготовителей не смогут быть достаточно эффективными. Только при совместной работе государственных учреждений, предприятий машиностроения, отраслевой и прикладной науки и нефтегазовых компаний можно выявить потребности в необходимом оборудовании и провести реорганизацию производств, в том числе сервисных, для изготовления оборудования и поставки услуг в России.

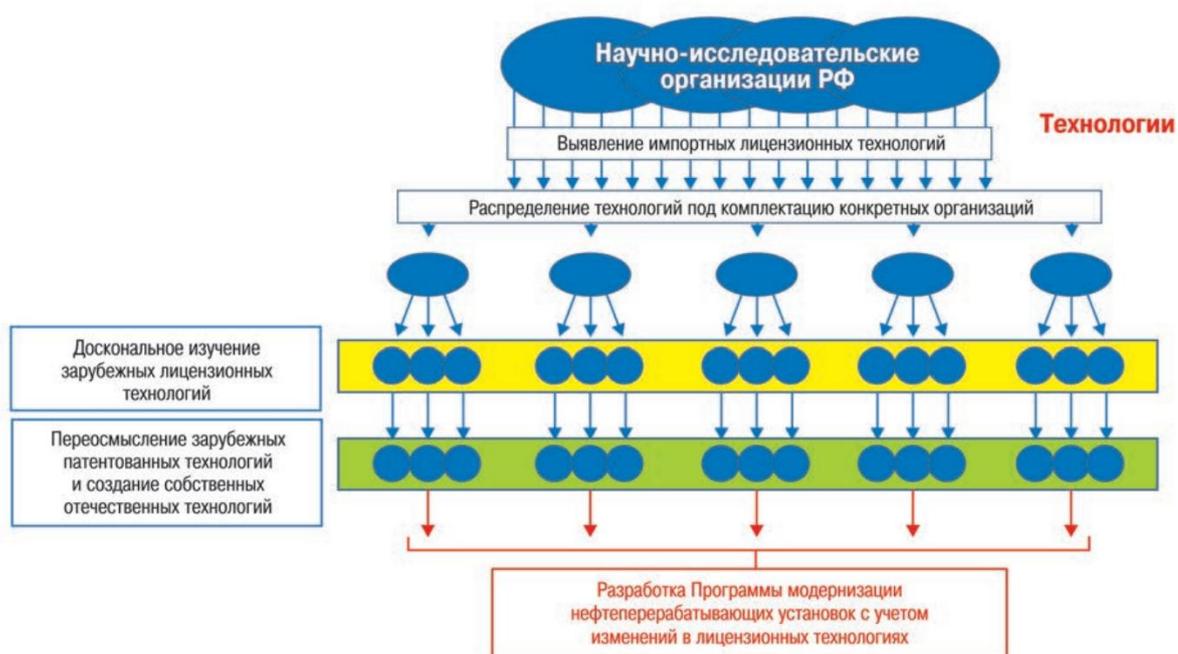


Рисунок 10 - Алгоритм разработки Программы модернизации нефтегазоперерабатывающих установок с учетом изменений в лицензионных технологиях.

2.3 Предложения нефтегазового сообщества по реализации программы импортозамещения

Текущая ситуация в нефтегазовом секторе экономики страны ставит перед всеми его участниками ряд вызовов, по которым необходимо найти совместные решения. Один из них – ввод санкций на поставку части зарубежной техники и технологий для отрасли, что требует ускоренного развития собственного рынка оборудования и технологий для нужд ТЭК.

Замещение импортной продукции и услуг – один из первых шагов на пути укрепления отрасли. При этом под замещением понимается как замена существующих на рынке импортных технологий на уже существующие отечественные со сравнимыми характеристиками, так и разработка перспективных российских технологий, отсутствующих на настоящий момент на рынке.

Таким образом, сложившаяся ситуация, с одной стороны, несет угрозы для отрасли в целом, с другой – открывает новые возможности для российских производителей оборудования. Однако этими возможностями надо суметь воспользоваться. Известно, что в международной практике большое внимание всегда уделяется маркетингу продукции, в том числе инновационной, и лоббированию интересов производителя. В России общим считается умение генерировать идеи, но не коммерциализировать их или успешно продвигать свой продукт. Что предстоит сделать, чтобы облегчить производителям и их потенциальным потребителям задачу скорейшего заполнения образовавшегося вакуума?

В первом случае замещение импортной продукции проявляет себя как процесс, реализуемый в краткосрочном периоде через усиление прозрачности систем закупок (особенно государственных потребителей техники и технологий) и создание преимущественных условий для участия российских поставщиков без нарушения принципов конкурентных закупок. И в государственных органах уже ведется соответствующая подготовка.

Во втором случае замещение импортной продукции и услуг –

длительный процесс, объединяющий науку и производство, государственную регулируемую функцию и рыночное взаимодействие участников (как производителей, так и потребителей), нацеленный на создание условий для прогрессивного и инновационного развития отечественной нефтегазовой промышленности.

Участие в этих процессах отраслевого экспертного сообщества, безусловно, помогло бы государству максимально быстро и эффективно определить наилучшие способы решения проблем. Во всем мире над общеотраслевыми проблемами работают именно экспертные сообщества во взаимодействии с государством, тогда как в России государство пока предпочитает вести прямой диалог с хозяйствующими субъектами, часто конкурирующими между собой и не способными объединиться для решения общих задач.

Именно поэтому Экспертный Совет Союза нефтегазопромышленников РФ выходит с инициативным предложением по систематизации подходов к решению комплекса задач замещения импортного оборудования в ТЭК .

Первым шагом на пути решения задач импортозамещения должны стать систематизация и анализ того, что уже представлено на российском рынке, с сопоставлением с зарубежными аналогами. Затем необходимо сформировать инфраструктуру для оперативного и качественного обмена запросами и предложениями между российскими поставщиками и потребителями, т.е. обеспечить прямой канал доступа к заказчикам.

Для решения обеих задач Экспертный Совет Союза нефтегазопромышленников предлагает создать Отраслевой каталог оборудования для нефтегазовой отрасли с максимальным использованием всех доступных на сегодня современных информационных технологий, а именно:

- электронный, имеющий web-интерфейс и доступный из любой точки, где имеется Internet, и с любого, в том числе мобильного, устройства;
- с оперативно пополняемой базой данных, причем пополнение обеспечивается самими поставщиками удаленно, из любой точки России;

– содержащий в электронном виде и определенной структуре все атрибуты, необходимые для решения задач управления всем жизненным циклом соответствующих нефтегазовых объектов: проектирование, сооружение, эксплуатация;

– включающий 3D модели оборудования – для применения в системах автоматизированного проектирования и при информационном моделировании для использования модели в системах управления жизненным циклом (PLM);

– содержащий 3D инструкции или тренажеры для процессов монтажа или обслуживания с целью обучения соответствующего персонала.

В России уже есть подобный прецедент – в атомной отрасли с 2009 г. ведется Единый отраслевой номенклатурный каталог оборудования и материалов (ЕОНКОМ), используемых при проектировании, строительстве и эксплуатации АЭС. При этом подобный подход является инновационным не только в рамках России, но и в мире, в связи с чем его применение позволит сделать существенный рывок в организации рыночных процессов.

Однако атомная отрасль консолидирована практически в рамках единой структуры – ГК «Росатом», нефтегазовая отрасль является более разрозненной, и, по мнению Экспертного Совета, организующей силой в данном вопросе должно стать либо государство, либо системообразующие компании с государственным участием – «Газпром», «Роснефть».

Для создания каталога необходимо профинансировать разработку:

– структуры модели данных, классификатора оборудования, шаблона описания продукции, требований к 3D моделям (форматы, детализация и т.д.);

– собственно информационной системы – web-оболочки каталога с функциями внесения и поиска информации, разграничением прав доступа в зависимости от роли и т.д. Оболочка изначально должна быть выполнена на российской ИТ-платформе, чтобы уйти от участия импортных разработчиков и в этом вопросе.

Подобные работы уже готовы выполнить российские компании, специализирующиеся на системах управления инженерными данными,

имеющие обширный опыт реализации аналогичных решений и собственные базовые платформы. Оценочные расходы на создание такой системы составляют сотые доли процента от совокупного эффекта для отрасли и страны в целом. Оценочные сроки разработки – порядка нескольких месяцев, наполнение каталога можно начать уже через полгода, а на промышленное использование выйти через год. Таким образом, государственные инвестиции в подобное решение представляются крайне эффективными.

При этом финансирование разработок может быть организовано, в том числе, в форме государственно-частного партнерства, и уже сейчас на рынке есть заинтересованные коммерческие организации.

Для наполнения каталога государству необходимо предложить соответствующую мотивацию для поставщиков, например:

- обязать при государственных закупках отдавать предпочтение оборудованию, представленному в каталоге;
- провести масштабную государственную PR-работу для донесения информации о каталоге и представленном в нем оборудовании с целью выхода на коммерческих потребителей оборудования.

Далее – для поддержания каталога необходимо создать и финансировать:

- службу технической поддержки и «горячую» линию;
- оператора для верификации данных, вносимых поставщиками.

Эти работы также могут быть выполнены коммерческими компаниями, выбранными на тендерной основе.

В будущем подобный каталог может быть интегрирован, например, с системами публикации государственных и коммерческих тендеров; дополнен ГИС-интерфейсом для эффективного планирования логистики оборудования с завода на площадку и т.п. Он же будет удобным источником консолидированных данных для анализа государственными структурами, например, Министерством промышленности и торговли РФ, изменений на рынке.

Таким образом, подобный каталог позволит провести своеобразную переключку, смотря того, что уже предлагает российский рынок из аналогов зарубежного оборудования. Он же даст возможность определить пустующие ниши – для выбора направления перспективных разработок. Что необходимо сделать для организации этого процесса?

Первым шагом на пути решения стратегических задач импортозамещения должно стать проведение всеобъемлющего анализа потребностей участников рынка в технике и технологиях с учетом средне- и долгосрочных планов его развития, предложенных Минэнерго РФ в генеральной схеме.

В таком анализе должны принять участие профильные государственные ведомства, ведущие потребители и производители техники и технологий, научно-исследовательские институты и аналитические центры. Ключевыми задачами будут являться выработка требуемых отраслью технических условий для выпуска оборудования, создание системы стандартов как для оборудования, так и для технологических процессов, установление долгосрочных связей между производителями и конечными потребителями, формирование баз данных о технологиях и их экономической эффективности.

Следующим шагом должно стать развитие национальных полигонов для испытания нового оборудования и технологий с целью тестирования предложенных на первом этапе стандартов в реальной производственной среде. Технопарки с подобными полигонами для нефтегазовой отрасли следует организовать в добывающих регионах с развитыми научным и производственным потенциалами. Для обсуждения организации и развития технопарков могут быть предложены такие крупные регионы, как ХМАО, Волго-Уральский, ЯНАО. Технопарки на базе регионов закроют текущие потребности в замещении импортной продукции и услуг в плане отработки техники, технологий для отрасли, защитят права производителей оборудования и технологий, а также дадут нефтяникам и газовикам за счет льготированных условий добычи возможность быстрее освоить и внедрить в производство

собственные технику и технологии.

По мнению Экспертного Совета, только всеобъемлющее вовлечение участников отрасли по всей цепочке «НИОКР – внедрение – реализация» сможет решить задачу замещения импортных техники и технологий в тех областях, где сейчас отечественные образцы или отсутствуют, или не могут по объективным причинам составить конкуренцию западным аналогам.

Эффективность государственной поддержки процессов замещения импортной продукции и услуг напрямую зависит от двух факторов: использования передовых ИТ-технологий как залога опережающих темпов развития рынка и тесного взаимодействия с заинтересованными его игроками и обязательно с некоммерческими и экспертными организациями. Именно экспертные организации в мировой практике являются институтами оценки новых разработок и ускоренного продвижения их в практику за счет поддержки профессионального сообщества.

Исторически обусловленное отставание культуры маркетинга и лоббирования российских производителей может и должно компенсироваться государством за счет поддержки экспертных организаций, обеспечивающих на своей площадке:

- прямой контакт с потребителем;
- отработку и верификацию новых технологий.

При этом пользование площадками добровольных профессиональных объединений должно быть абсолютно прозрачным и единым для всех компаний, что позволит развивать внутрироссийскую конкурентную среду.

Экспертный Совет Союза нефтегазопромышленников в сотрудничестве с другими независимыми организациями готов стать интегратором описанных выше процессов и принять активное участие в диалоге с участниками отрасли и организации Отраслевого каталога и технопарков.

Являясь крупнейшим заказчиком для многих смежных отраслей промышленности, российский энергетический сектор вносит весомый вклад в инвестиционное обеспечение инновационного развития отечественной

экономики. Главными механизмами осуществления государственной энергетической политики служат стимулирование и поддержка стратегических инициатив хозяйствующих субъектов в инвестиционной, инновационной, энергосберегающей, экологической и других имеющих приоритетное значение сферах. В энергетической сфере роль государства как конфигуратора рынка проявляется наиболее рельефно: оно оказывает конституирующее влияние на энергетические рынки посредством не только установления формальных правил и способов их поддержания, но и осуществления перераспределительных функций и прямого участия в хозяйственных процессах [11]. Государство создает надлежащие условия для возникновения и развития рынков энергоресурсов, являясь в значительной степени внутренним элементом процессов их формирования и трансформации. Непременным условием решения государством стоящих перед ним задач является наличие детально проработанной политики в рассматриваемой сфере экономики, в том числе политики импортозамещения.

Анализ сложившихся в нефтегазовой отрасли тенденций показывает, что для достижения максимального эффекта при реализации стратегии импортозамещения необходимо создание более открытой экономики и обстановки конкурентной борьбы на внутреннем рынке. Развиваемые отрасли производства должны быть ориентированы как на внутренний, так и на внешний рынок: только в этом случае они смогут легко завоевать лояльность внутренних потребителей и конкурировать с зарубежными производителями. Однако до перехода к широкой экспансии на внешние рынки желательно, чтобы внутренний рынок был уже охвачен отечественными производителями, поскольку именно на этом этапе страна формирует свои конкурентные преимущества и впоследствии, опираясь на них, ей будет гораздо легче перейти к развитию экспортных направлений.

По справедливому замечанию ряда исследователей, важным препятствием импортозамещению в нефтедобывающем комплексе является недостаток информации у российских промышленных компаний [11].

Вкладывать большие средства, эффективно использовать научно-технический и производственный потенциал освоения сложной продукции с длительным циклом изготовления очень трудно, если неизвестны перспективные планы развития нефтедобывающих компаний. У российских поставщиков нет в полном объеме достоверной и систематизированной информации об импорте отдельных видов нефтедобывающего оборудования, степени его износа. В связи с отмеченным представляется актуальной активизация работы Минэнерго России по сбору, анализу таких сведений и информированию российской промышленности в данной области.

При реализации проектов по строительству новых и модернизации действующих предприятий России в области нефтегазопереработки и нефтехимии чаще в качестве генеральных подрядчиков выбирают зарубежные инжиниринговые фирмы и передают им функции по управлению проектами. В результате они осуществляют основную долю работ по проектам, включая разработку предпроектной и рабочей документации, а также поставку оборудования. Отечественным компаниям остается лишь выполнение разрешительной документации, а также участие в подготовке рабочей документации.

В последнее время ряд российских проектных организаций преобразовался в инжиниринговые компании, способные выполнять весь объем необходимых работ, включая разработку базовых проектов, проектной и рабочей документации, поставку оборудования, управление проектом строительства, и готовы выступать в качестве генеральных подрядчиков при реализации крупных проектов.

Другая важная проблема, препятствующая импортозамещению в сфере нефтедобывающего комплекса, заключается в необходимости приобретения лицензий у иностранных компаний. Например, проекты технологических установок вторичной переработки нефти для российских нефтеперерабатывающих заводов в основном выполняются зарубежными лицензиарами, такими как Axens, UOP, ConocoPhillips, Chevron, Foster Wheeler

(США) и др. Материальное исполнение аппаратов, а также требования к материалам (в частности, катализаторам) закладываются исходя из возможностей зарубежных производителей оборудования и поставщиков материалов и комплектующих. Лицензиары ведут так называемые вендерные листы, где заложены рекомендуемые производители оборудования и материалов (обычно зарубежные компании). Российские производители лицензиарам мало известны. Не желая рисковать и использовать неизвестное им российское оборудование, при попытке замены на российский аналог лицензиары отказываются от ответственности. Иностранные компании не знакомы с возможностями российских поставщиков, кроме того, наблюдается нехватка систематизированной информации о российском оборудовании на английском языке.

В связи с отмеченным представляется необходимым активизировать работу по формированию баз данных российского оборудования для информирования инжиниринговых компаний. Важно регулярно проводить опросы потребителей для выявления лучших поставщиков оборудования для топливно-энергетического комплекса. В частности, на VII заседании Консультативного совета Государственной Думы по проблемам импортозамещения в нефтепереработке выработан ряд рекомендаций в данном направлении [11], которые представлены в Приложении А.

Представляют также интерес материалы круглого стола «Пути формирования цивилизованного рынка нефтегазового оборудования и сервиса», состоявшегося 17 апреля 2014 г. в Тюмени, в котором приняли участие руководители ведущих нефтегазосервисных предприятий, машиностроители и представители нефтяных компаний [12]. По итогам круглого стола участниками были выдвинуты предложения к органам власти, нефтяным компаниям, а также отраслевым союзам и ассоциациям (Приложение Б).

2.4 Разработка и реализация программ импортозамещения нефтегазовыми компаниями

Еще до начала принятия программы импортозамещения Группой «Газпром» была принята в 2011 г. Инновационная программа, в соответствии с которой выделяются значительные средства на финансирование научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР). Основная цель Программы — постоянное повышение технологического уровня «Газпрома» для поддержания позиций технологического лидера в мировом энергетическом бизнесе.

Более половины выделенных средств направляется на реализацию технологических приоритетов. Так, была завершена разработка решений по получению гелиевого концентрата с использованием мембранно-криогенных технологий, что позволяет снизить энергозатраты на извлечение концентрата по сравнению с традиционной криогенной технологией. Велось составление технологической схемы разработки Ковыктинского месторождения, продолжалась работа над промышленной технологией производства синтетических жидких топлив из природного газа.

«Газпром» продолжил работу по увеличению доли отечественного высокотехнологичного оборудования в поставках материально-технических ресурсов, а также по замещению иностранного машиностроительного оборудования российским. В частности, шла реализация «дорожных карт», заключенных с Воронежской, Омской и Томской областями, по освоению местными предприятиями перспективных технологий и оборудования, интересных «Газпрому». Совместно с Ассоциацией производителей газоперекачивающего оборудования компания реализовала проект по созданию унифицированного газоперекачивающего агрегата (ГПА) мощностью 16 МВт. Это решение позволяет сократить затраты и сроки реализации проектов, повысить эффективность обслуживания и ремонта ГПА. В качестве замены западных аналогов «Газпромом» успешно используются российские комплексы подземного оборудования для добычи газа и нефти фонтанным способом в

коррозионностойком исполнении.

Программа выполняется с высокой степенью эффективности. В рамках работы по инновационному развитию «Газпром» продолжил сотрудничество с ОАО «РОСНАНО». В частности, велись совместные работы по внедрению коррозионно-стойких защитных нанопокровов на объектах Астраханского газоперерабатывающего завода, вели испытания термоэлектрических генераторов и систем постоянного тока на литий-ионных аккумуляторных батареях.

Было продолжено сотрудничество с 11 ведущими зарубежными компаниями энергетического сектора. С пятью из них в 2013 году были подписаны Программы научно-технического сотрудничества, которые включают, в том числе, 13 проектов.

Проводилось взаимодействие с девятью опорными российскими вузами. С ними были заключены соглашения о сотрудничестве, на основании которых сформированы трехлетние программы научных исследований и разработок. Кроме того, были успешно реализованы совместные программы повышения качества образования и подготовки кадров.

Продолжалась работа в области совершенствования системы управления интеллектуальной собственностью, а также системы стандартизации.

ПАО «ЛУКОЙЛ» в рамках реализации мероприятий по импортозамещению увеличило объем закупок продукции у нефтесервисных компаний Тюменской области. За последние 2 года их совокупный объем увеличился в полтора раза и составил почти 1,5 млрд рублей в 2016 году.

ПАО «ЛУКОЙЛ» активно сотрудничает с резидентами Западно-Сибирского инновационного центра (Тюменский технопарк) с момента его основания, участвуя в экспертной оценке перспектив инновационных разработок и в формировании промышленного кластера Тюменской области.

ПАО «НК «Роснефть» — лидер процесса качественной модернизации и инновационных изменений в российской нефтегазовой отрасли. Усилия Компании направлены на развитие интеллектуального и технологического

потенциала отрасли на основе мощного фундамента российской нефтегазовой школы — одной из лучших в мире — и в партнерстве с ведущими компаниями международного нефтяного бизнеса.

Выполнение задач по росту технологического потенциала Компании закреплено в Программе инновационного развития на период 2011–2015 гг. (утверждена решением Совета директоров Компании от 01.04.2011, протокол № 34). Документ разработан в соответствии с требованиями нормативно-правовых актов и документов стратегического планирования национального, регионального и корпоративного уровней. Цели и задачи Программы поддерживают реализацию Долгосрочной программы развития Компании.

Программа состоит из следующих основных блоков:

- целевые инновационные проекты;
- целевые программы модернизации и повышения эффективности производства;
- мероприятия по совершенствованию инновационной деятельности.

Инновационные проекты Программы сосредоточены на следующих основных направлениях:

- геология и разработка трудноизвлекаемых запасов;
- добыча и переработка газа;
- разработка шельфовых месторождений;
- нефтепереработка и нефтехимия;
- информационные технологии и управленческие инновации.

Инновационная деятельность Компании направлена на создание и внедрение новейших технологий для достижения следующих целей:

- Блок Разведка и добыча:
 - восполнение запасов углеводородов на уровне не менее 100% от текущей добычи;
 - увеличение коэффициентов извлечения углеводородов на новых месторождениях, разработка системных мер по увеличению нефтегазоотдачи на разрабатываемых месторождениях;

- обеспечение эффективного использования попутного газа — 95%;
- разработка технологий экономически эффективного вовлечения в разработку использования нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

- Блок Переработка:

- повышение глубины переработки нефти;
- внедрение новых технологий переработки тяжелых остатков, нефтегазохимии;
- разработка собственных катализаторов (импортозамещение).

В 2015 г., в соответствии с поручениями Правительства Российской Федерации № ДМ-ПЗ6-6057 от 09.08.2014 и № ДМ-ПЗ6-7563 от 07.11.2015, а также в связи с завершением сроков реализации действующей Программы (2011–2015 гг.), в Компании инициирован процесс актуализации Программы инновационного развития на период 2016–2020 гг.

Объем инновационных затрат Компании в 2015 г. составил 116,9 млрд рублей, при этом затраты на НИОКР составили 36 млрд руб. Все запланированные мероприятия на 2015 г. выполнены.

В 2015 году продолжен рост патентной активности, уделяется особое внимание внедрению полученных результатов НИОКР и закреплению прав на интеллектуальную собственность. По итогам реализации целевых инновационных проектов в 2015 г. Компанией подано 69 заявок на получение охранных документов, в том числе 5 за рубеж.

Предварительные результаты реализации программ показывают следующее. По показателям научно-технологического потенциала и инновационной активности выделяется группа крупнейших ВИНК, в особенности ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть» и ОАО «Лукойл». Они являются бесспорными лидерами по объему затрат на НИОКР (3,2 млрд руб. у ПАО «Газпром нефть», 5,8 млрд руб. у ОАО «Лукойл» и 10,8 млрд руб. у ПАО «Газпром»), а также обладают крупнейшими научно-технологическими комплексами с числом занятых НИОКР в несколько тысяч человек (более 2,3

тыс. у Лукойл и около 2,5 тыс. у ПАО «Газпром»).

Весьма значительные показатели размеров научно-технического потенциала демонстрируют ПАО АН «Башнефть» (затраты на НИОКР 1,15 млрд руб.), ПАО «Татнефть» (657 млн руб.) и ПАО «Сибур Холдинг» (587 млн руб.).

Наконец, существенно менее значимые показатели вложений в НИОКР были зафиксированы у компаний замыкающей группы: ОАО «Зарубежнефть» (317 млн руб), ООО «Руснефть» (236 млн руб.), и совсем низкие у ООО «ИНК» (около 2 млн руб.).

По числу зарегистрированных патентов и поданных патентных заявок лидерами являются ПАО «Газпром» и ПАО «Татнефть». Каждая из них ежегодно патентуют более 200 объектов интеллектуальной собственности. За ними с немалым отставанием следуют ПАО «Сибур», ОАО «Лукойл» и ОАО «Новатэк» (от 30 до 57 патентуемых изобретений). Еще меньше изобретений (менее 15) ежегодно патентуют ОАО «Зарубежнефть», ПАО «Газпромнефть» и ПАО АН «Башнефть». Наконец, в замыкающую группу входят компании, патентная активность которых близка к нулю - ООО «ИНК», ООО «Руснефть».

Инновационная активность компаний не ограничивается деятельностью, связанной с патентованием. ОАО «Лукойл» сообщило о внедрении в 2014 г. 37 технологических инновационных проектов, а также о разработке собственными силами 31 нового для компании технологического процесса. ПАО «Газпром» определило 13 технологических приоритетов для перспективного развития и внедрения. ПАО «Татнефть» сообщило о заключении договоров о сотрудничестве с 6 НИИ и 6 вузами.

3 Анализ реализации программы импортозамещения в ООО «Газпромнефть-восток»

3.1 Общая характеристика ООО «Газпромнефть-восток»

«Газпромнефть-Восток» создано 14 сентября 2005 года. «Газпромнефть-Восток» на 100% принадлежит ПАО «Газпром нефть».

Основными видами деятельности компании являются добыча и подготовка нефти и попутного нефтяного газа на территории Омской и Томской областей.

«Газпромнефть-Восток» работает на таких месторождениях как:

Юго-Западная часть Крапивинского месторождения (Тарский район Омской области);

Шингинское и Южно-Шингинское месторождения (Томская область);

Урманское месторождение (Томская область);

Арчинское месторождение (Томская область);

Восточно-Мыгинское месторождение (Томская область)

Южно-Табаганское месторождение (Томская область)

Смоляное месторождение (Томская область)

Кулгинское месторождение (Томская область)

Солоновское месторождения (Томская область)

Западно-Лугинецкое и Нижнелугинецкое месторождения (Томская область).

Дополнительные темпы прироста добычи нефти в компании (рисунок 11) были обеспечены присоединением в июне 2015 г. ООО «Арчинское» к ООО «Газпромнефть-Восток». [20]

В 2014 году «Газпромнефть-Восток» увеличила добычу нефти на 18,2% до 1,78 млн.т. В 2015 году удалось увеличить добычу нефти на 11,2%. В 2016 году добыча нефти повысилась на 6,3%. Добыча газа в 2014 году увеличилась на 28%, а в 2015 году снизилась на 11,1% по отношению к 2014 году. В 2016 году компания увеличила добычу газа на 50%.

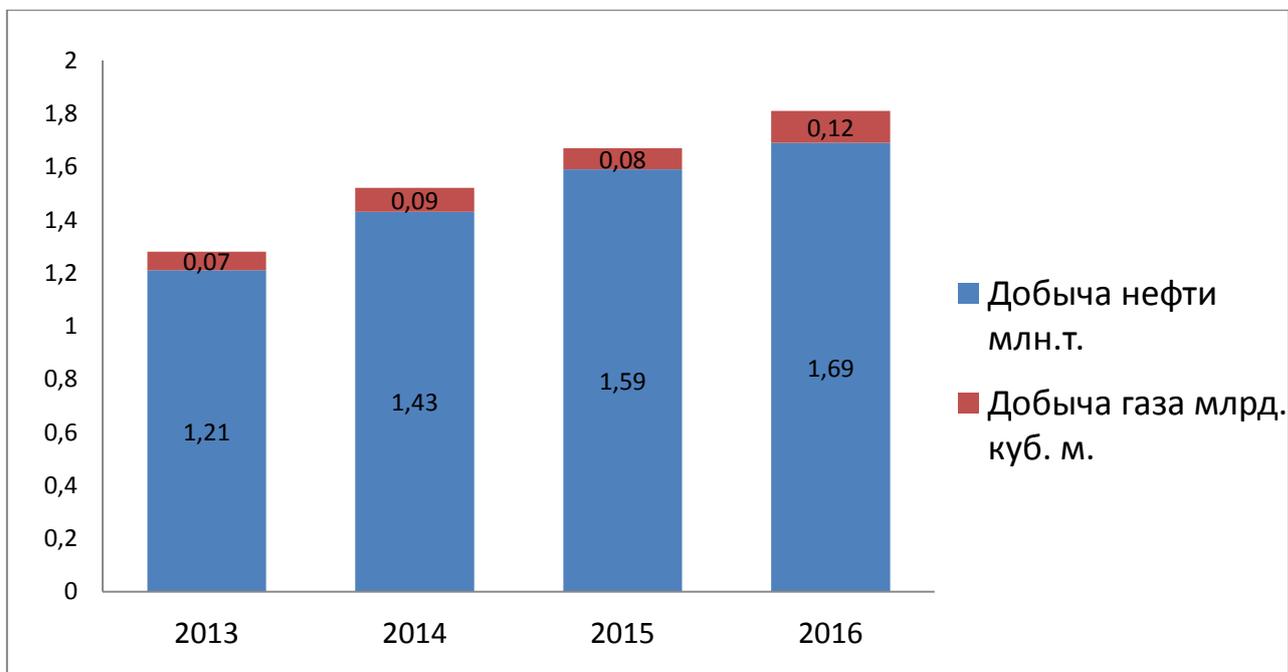


Рисунок 11 - Добыча нефти и газа «Газпромнефть-Восток» [20]

Помимо добычной деятельности Компания также занимается такими видами деятельности как:

- Капитальное строительство в части эксплуатационного бурения (эксплуатационное бурение скважин, освоение скважин, геофизические работы/услуги);
- Капитальное строительство в части обустройства месторождения;
- Геологоразведочные работы (сейсморазведочные работы, разведочное бурение);
- Научно-исследовательские и опытно-промышленные работы;
- Работы/услуги по добыче нефти (содержание и эксплуатация разведочных и эксплуатационных скважин, сбор, транспортировка, подготовка, сдача и отпуск нефти, ремонт скважин и операции по повышению нефтеотдачи пластов);
- Работы/услуги по добыче общераспространенных полезных ископаемых;
- Работы/услуги по добыче подземных вод.

Деятельность компании является финансово результативной, что иллюстрируется ростом основных финансовых показателей (таблица 4).

Финансовые показатели взяты из отчетности ПАО «Газпром» в связи с тем, что у компании ООО «Газпромнефть-Восток» эта информация является конфиденциальной, как говорилось ранее ООО «Газпромнефть-Восток» на 100% принадлежит ПАО «Газпром».

Таблица 4 – Финансовые результаты (По «Газпрому») [21]

Финансовые результаты (млн. руб.)	2015	2016	Δ↑, %
Выручка с учетом пошлин (продажи)*	1 655 775	1 695 764	2,4
Скорректированная EBITDA**	404 811	456 198	12,7
руб./т. н. э.	5 079	5 292	4,2
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть»	109 661	200 179	82,5

* Выручка с учетом пошлин (продажи) включает выручку с учетом экспортных пошлин и акциза с продаж

** EBITDA является дополнительным финансовым показателем, который не определяется МСФО. Расчет представлен в Приложении.

Результаты за 2016 г. по сравнению с 2015 г.:

– Выручка с учетом пошлин выросла на 2,4% вследствие роста объемов добычи и покупки нефти и роста цен на нефтепродукты на внутреннем рынке. Рост выручки сдерживался снижением цен на нефть и нефтепродукты на мировых рынках;

– Существенный рост добычи на крупных проектах (Новопортовское, Приразломное и Мессояхское месторождения) и действия менеджмента по оптимизации ассортимента и структуры выпускаемой продукции обеспечили опережающий темп роста показателя скорректированная EBITDA (12,7%) по сравнению с ростом выручки;

– Рост чистой прибыли, относящейся к акционерам ПАО «Газпром нефть», в основном обусловлен ростом показателя EBITDA, положительными курсовыми разницеми по переоценке кредитного портфеля.

Общая численность работников предприятия составляет более 630 человек.

3.2 Отечественные разработки, востребованные в ООО «Газпромнефть-Восток»

Реализация импортозамещения на всех технологических этапах является, по сути, развитием национальной производственной базы.

3.2.1 Оборудование для разведки

Информационная система «Геомэйт» позволяет анализировать и аккумулировать геологическую информацию обо всех месторождениях «Газпром нефти» и целенаправленно разрабатывается под конкретные бизнес-задачи компании. Информационная платформа учитывает влияние более 200 геологических параметров. «Геомэйт» объединил порядка 80% проводящихся в компании операций анализа геологогеофизической информации: сейсмических данных, карт, результатов исследований скважин, керна и т. д. Доступ к единой информационной среде дает возможность оперативно изучать все доступные показатели для построения моделей месторождений, выявления и детализации перспективных зон и пластов.

В новой версии системы, которая разрабатывается в настоящее время, планируется существенно расширить возможности пакета, что позволит геологам оптимизировать исследования керна, автоматизировать механизмы анализа горных пород, а также строить типовые 3D-геологические модели.

Корпоративная система управления нормативно-справочной информацией (КСУ НСИ). КСУ НСИ представляет собой IT-решение в области управления мастер-данными. Система разработана на платформе «1С» и предназначена для ведения справочников, классификаторов, каталогов, планов счетов и другой структурированной информации, которая при помощи корпоративной шины данных передается в бизнессистемы на платформах SAP ERP, SAP BW, Oracle Hyperion и 1С.

Сегодня КСУ НСИ — ядро единой системы управления нормативно-справочной информацией «Газпром нефти». Концепция единой системы управления НСИ базируется на трехуровневой модели (корпоративный уровень, уровень бизнес-блока и уровень дочерней организации), при этом

управление каждым уровнем осуществляется при помощи отдельных систем НСИ, интегрированных друг с другом.

В КСУ НСИ реализован функционал, позволяющий управлять всей записью справочника целиком – без необходимости ввода дополнительной информации непосредственно в бизнес-системах. Кроме того, система располагает актуальной информацией о наличии в бизнес-системах ссылок на объекты НСИ, эталонные копии которых управляются системой КСУ НСИ. Наличие такого функционала позволяет существенно сократить трудозатраты на создание и изменение объектов НСИ.

Современные решения для бурения как наклонно-направленных, так и горизонтальных скважин включают в себя роторные управляемые системы (РУС), системы телеметрии и каротажа. Собственно, объединение этих трех составляющих дает максимальный эффект. РУС позволяют быстро и точно бурить самые сложные скважины, включая горизонтальные с экстремально большим отходом от вертикали, а системы каротажа и телеметрии обеспечивают контроль над этим процессом. Учитывая, что количество сложных скважин в российской нефтяной отрасли с каждым годом стремительно увеличивается, внедрение отечественных роторных управляемых систем – насущная необходимость. И это та категория импортозамещаемого оборудования, где подвижки заметны. Уже разработано несколько отечественных конструкций РУС. Одна из них – петербургского концерна «Электроприбор» – в сентябре 2015 года прошла все стадии полевых испытаний на Вынгапуровском месторождении «Газпром нефти» в ЯНАО. Опытный образец успешно выдержал 12-часовой марафон интенсивного использования на скважине, и сегодня оцениваются возможности промышленного производства системы. Еще одна РУС – компании «Буринтех» – испытывалась в январе 2016-го на Южно-Приобском месторождении «Газпром нефти» в ХМАО. Господдержка и возможность сотрудничества разработчиков оборудования с нефтесервисными компаниями позволят

полностью обеспечить отрасль собственными роторными управляемыми системами к 2020 году.

3.2.2 Оборудование для добычи

В сегменте добычи одним из основных решений повышения нефтеотдачи пласта является проведение ГРП, которое требует и соответствующих программных средств.

В марте на Шингинском и Урманском месторождениях «Газпромнефть-Востока» завершились первые опытно-промышленные испытания нового вида термостойкого кабеля для нефтепогружных электронасосов. Благодаря термостойкой изоляции кабель способен функционировать в скважинах на большой глубине при температуре до +230 С и в агрессивной среде (нефть, газ, соли, вода).

Конструкция нового кабеля была разработана для «Газпромнефть-Востока» сотрудниками российского предприятия совместно со специалистами научно-исследовательского института Томска и обладает рядом преимуществ, например, он легче традиционного нефтепогружного кабеля в свинцовой оболочке.

Такие совместные проекты укрепляют партнерство между «Газпромнефть-Востоком» и томскими предприятиями, доказывая, что продукция местных производителей конкурентоспособна и востребована на рынке.

Для получения положительного заключения по проведению испытаний кабель эксплуатировался в течение 547 дней. Во время исследований температура внутри скважин, где проводилась проверка, превысила отметку в сто градусов, и продолжала расти за счет выделения тепла от электрочасти погружной установки. Также процесс усложняли механические примеси и выделение газа. Использование таких кабелей позволит сократить затраты предприятия на сервисное обслуживание оборудования.

Если в целом характеризовать состояние импортозамещения в ООО «Газпромнефть-Восток», то ситуация положительная, которая подтверждается таблице 5.

Таблица 5 – Перечень и доля импортного оборудования используемого при добыче нефти

Год	2012	2013	2014	2015	2016
%	0,00	1,25	0,96	0,33	0,00

3.3 Перспективы освоения трудноизвлекаемых запасов нефти на основе создания собственных технологий

О том, что в палеозойских отложениях Западной Сибири могут содержаться значительные ресурсы углеводородов, известно давно. Однако вопрос, как их эффективно находить и извлекать, по-прежнему остается открытым. В поисках ответов «Газпром нефть» реализует в Томской области проект, направленный на разработку методов оценки ресурсного потенциала и обнаружения нефтяных залежей палеозоя

Нефтепоисковые работы в Западной Сибири, в том числе на отложениях доюрского комплекса, начались в 1950-х гг. Первая залежь в палеозойских породах была открыта в Томской области в 1954 году Колпашевской опорной скважиной — исторической скважиной, давшей первую западносибирскую нефть. Многочисленные нефтегазопроявления из палеозоя были получены и во время бурения на структурах Южно-Минусинской межгорной впадины. Впрочем, всерьез заниматься разработкой глубоко залегающего фундамента в те времена не было необходимости — основные усилия нефтяников сосредоточились на добыче нефти из меловых и юрских пластов. Второй этап поисков нефти и газа в палеозойских отложениях относится к середине 70-х — началу 80-х гг. XX века. Так, в 1974 году был получен мощный нефтяной фонтан на Малоичском месторождении в Новосибирской области. Позднее, благодаря целенаправленному бурению на доюрские пласты, залежи в

палеозойских отложениях были открыты также в Томской и Тюменской областях. К настоящему времени в породах фундамента Западной Сибири случайно или целенаправленно открыто более 100 залежей нефти и газа.

Среди западносибирских активов «Газпром нефти» можно выделить сразу несколько месторождений, обладающих доказанными перспективными запасами нефти в пластах, относящихся к палеозойским отложениям. В частности, промышленная нефтеносность подтверждена на Новопортовском месторождении. Однако здесь добыча из палеозоя пока не ведется. Зато уже несколько лет успешная работа по разработке залежей в породах доюрского комплекса идет на томских месторождениях компании — Арчинском и Урманском.

Согласно современным взглядам геологов, доюрские породы Западной Сибири, которые представляют интерес с точки зрения поиска углеводородов, делятся на два этажа. Первый — глубинный комплекс, имеющий залежи в трещиноватых карбонатных и эффузивных породах палеозоя, осложненного складчатостью и процессами вторичного преобразования. Второй — промежуточный слой, который представлен вулканогенно-осадочными породами, а также корами выветривания. Именно ко второму типу относятся Урманское и Арчинское месторождения, которые разрабатывает «Газпромнефть-Восток».

В свое время при открытии этих месторождений сработал структурный фактор: они характеризуются теми же поисковыми признаками, которые свойственны и для классических залежей, — антиклинальными ловушками* в осадочном чехле. Но это только один из потенциально перспективных объектов палеозоя. Сегодня специалисты «Газпром нефти» выделяют как минимум четыре типа возможных залежей углеводородов в доюрском комплексе (рисунок 12). В одних случаях (типы 1 и 4) речь идет о так называемых «уворованных» залежах, когда нефть мигрирует в палеозойский коллектор из прилегающих традиционных нефтенасыщенных, но низкопроницаемых пород юрских отложений. В других случаях это самостоятельные залежи,

расположенные либо в кровле доюрского комплекса (тип 3), либо в более глубоких горизонтах (тип 2). Второй тип пока наименее изучен из-за больших глубин залегания. Известны лишь единицы таких залежей, однако их перспективы подтверждены. Примером может служить Малоичское месторождение, где промышленные притоки нефти были получены на глубинах около 1000 метров от кровли палеозоя.

Для каждого из видов залежей необходимо найти свои поисковые признаки. Этому и посвящен технологический проект «Палеозой», разработанный командой проектного офиса «Бажен» и управления проектов нетрадиционных запасов Научно-технического центра «Газпром нефти». Предполагается, что технология прогноза нефтегазоносности палеозойских залежей, разработанная для Томской области, позволит в дальнейшем находить нефть и на других активах компании на всей территории Западной Сибири.

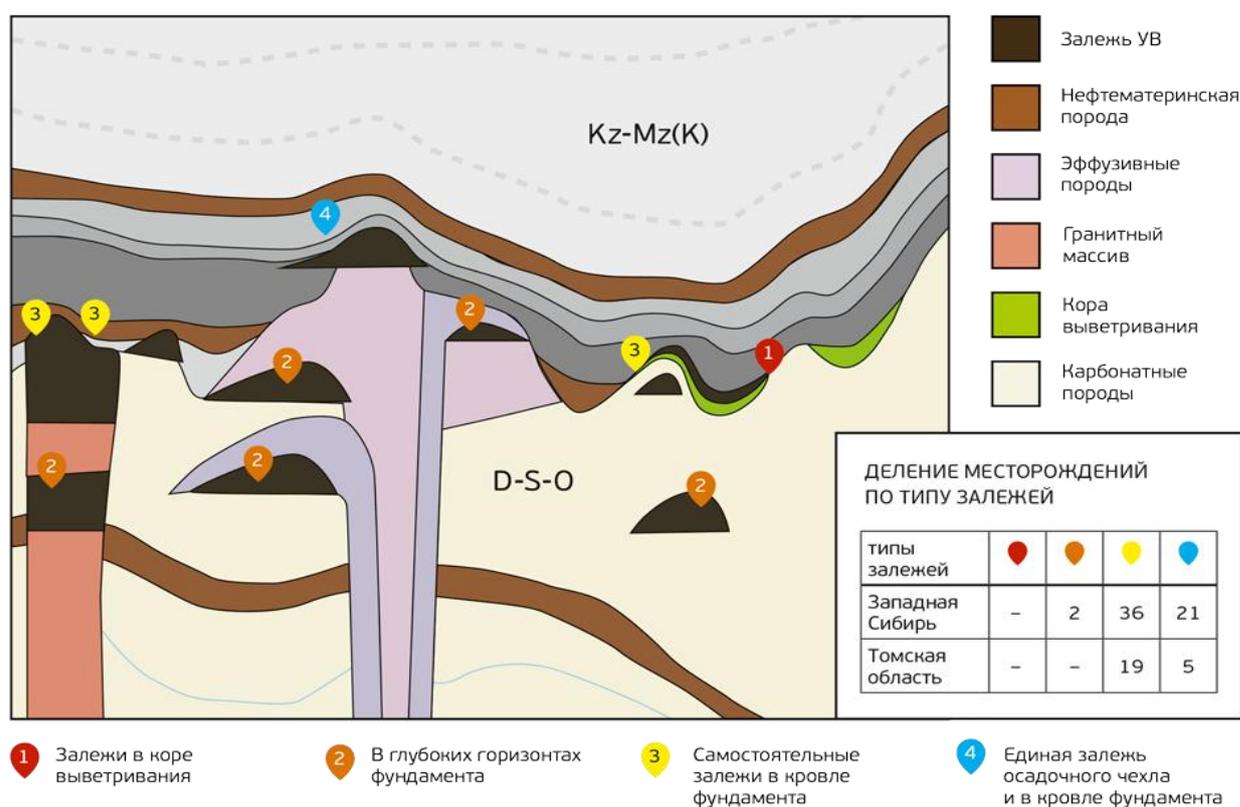


Рисунок 12 – Типы возможных залежей в доюрском комплексе

Общие начальные геологические запасы нефти в доюрском комплексе, которые стоят сегодня на государственном балансе, составляют по Западной Сибири около 400 млн тонн. Из них 174 млн тонн относятся к Томской области,

а на балансе «Газпромнефть-Востока» — 54 млн тонн. Однако эти цифры могут существенно возрасти, ведь главная проблема палеозойских запасов в том, что их пока еще по-настоящему не оценивали. Исторически геологоразведка была ориентирована на осадочный чехол, и этим обусловлена глубина интереса при проведении геологоразведочных работ. Поисковые скважины зачастую не вскрывают даже весь осадочный чехол, не говоря уже о палеозое. Те же, которые все-таки достигают фундамента, в лучшем случае вскрывают его на несколько десятков метров.

Причина проста: дальнейшее углубление скважин существенно повышает затраты на геологоразведку (бурить по таким породам и сложнее, и дольше, а в некоторых случаях может потребоваться изменение конструкции скважин). А главное — отсутствуют достоверные инструменты прогноза перспективных объектов в палеозое. Сейсморазведочные работы обычно не ориентируются на такие глубины (это требует иной расстановки источников волн и их приемников). Отсутствуют и опорные скважины, по которым можно было бы интерпретировать сейсмические данные и строить разрезы фундамента.

Тем не менее, скважины, которые все-таки были пробурены в палеозойских отложениях, и отобранный из них керн подтверждают наличие в них признаков нефтеносности. Перспективы добычи доказывает и мировой опыт. К настоящему времени в мире открыто уже около 450 месторождений, связанных с породами фундамента.

Нефть доюрского комплекса считается трудноизвлекаемой. При этом она является еще и «трудной» для поиска: используемые технологии пока имеют низкую степень зрелости. Только фокусирование исследовательских работ и возведение доюрского комплекса в ранг самостоятельного поискового объекта способны вывести компанию в лидеры по наращиванию ресурсной базы палеозоя. Для достижения этой цели особое внимание мы уделяем тщательному планированию программы исследований. Уже сейчас помимо камеральных научно-исследовательских работ идет бурение очень ценной с

точки зрения получаемой информации скважины. Получен и первый опыт по проведению ГРП на магматических породах.

Что касается разработки палеозойских активов, основные проблемы, с которыми сталкивается сегодня «Газпром нефть», касаются особенностей трещиноватых коллекторов. Это сложности с пространственным прогнозом свойств объекта, построением гидродинамических моделей, ограничения по применению методов повышения нефтеотдачи, проблемы с поддержанием пластового давления, высокие риски прорыва газа к скважинам при разработке подгазовых зон, быстрое снижение дебита скважин.

Создание в Томской области полигона по изучению палеозоя, разработке и внедрению технологий для его освоения подтолкнуло «Газпром нефть» к проведению исследований на доюрском комплексе. В компании приступили к бурению поисково-разведочной скважины на палеозой на Западно-Лугинецком лицензионном участке. Планируется углубиться в пласты палеозоя на 1000 метров — это первый подобный опыт в современной геологоразведке. Начать реализацию столь сложного проекта позволили наработки, уже полученные в сотрудничестве с томским технологическим консорциумом.

Именно Томская область оказалась тем регионом, где накоплен наиболее обширный опыт по разработке доюрской нефти в России, открыто больше всего палеозойских месторождений, представлены все возможные типы залежей фундамента.

В 2014 году области был присвоен статус полигона по внедрению новейших технологий поиска, разведки и разработки нетрадиционных источников углеводородного сырья, к которым относят и палеозой. Решение было принято на совещании под руководством министра природных ресурсов и экологии Российской Федерации Сергея Донского и губернатора Томской области Сергея Жвачкина. В 2015 году вышло распоряжение правительства о концепции создания в Томской области инновационного территориального центра «ИНО Томск» на базе Института природных ресурсов Томского

политехнического университета с образованием кластера трудноизвлекаемых природных ресурсов.

Что касается «Газпром нефти», главный эксперт по запасам палеозоя в периметре компании — работающее на томских активах дочернее предприятие «Газпромнефть-Восток». Информация, полученная специалистами предприятия на Урманском и Арчинском месторождениях, стала основой для проекта по исследованию доюрского комплекса и создания эффективной методики обнаружения в палеозое нефтяных залежей. В результате создания такой методики у компании появилась бы возможность увеличить запасы как за счет перспективы роста добычи на существующих участках, так и благодаря приобретению других участков. Однако реализация подобного проекта требует существенных инвестиций, серьезной научно-исследовательской работы и солидной научной базы. Для его быстрого воплощения в жизнь необходимо участие всех заинтересованных сторон — недропользователей, государства, ведущих научных учреждений.

Сейчас специалисты «Газпром нефти» ведут исследования палеозоя в сотрудничестве с Центром компетенций, созданным на базе Томского политехнического университета. Предполагается, что в дальнейшем в научно-исследовательской работе примут участие и другие учреждения и вузы (ТГУ, ТомскНИПИнефть, Геопрайм и др.). По предварительным оценкам экспертов, разработка технологии поиска залежей в доюрском комплексе может занять порядка трех лет, а их дальнейшее применение позволит в несколько раз повысить успешность поисково-разведочного бурения и только в Томской области прирастить более 1 млрд т геологических запасов углеводородов. Чтобы создать подобную методику, необходимо изучить все четыре типа залежей, встречающихся в доюрском комплексе, для каждого типа провести сейсморазведку, геофизические исследования скважин, исследования керн и ряд других мероприятий. В «Газпромнефть-Востоке» полигонами для создания новой технологии поиска могут стать Урманское и Арчинское месторождения, а также Западно-Лугинецкий и Южно-Пудинский лицензионные участки, где

сегодня уже ведутся работы по строительству поисково-оценочной скважины с учетом решения исследовательских задач для доюрского комплекса.

Перспективы поиска нефти в доюрском комплексе подтверждаются результатами последних геологоразведочных работ в Томской области. Так, в результате переиспытания скважины 147Р на Кулгинской площади из трещиноватых известняков девона получен промышленный приток нефти. Это очередной аргумент в пользу разработки технологии поиска сложных, но перспективных залежей палеозоя.

3.4 Экономическая эффективность технологий по добыче нефти из малодебитных скважин в ООО «Газпромнефть-Восток»

Одной из основных проблем добычи на месторождениях Томской области является проблема уменьшения дебита скважин вследствие ухудшения структуры запасов нефти. Решить данную проблему удалось путем применения технологии кратковременной эксплуатации скважин (КЭС) с использованием установки электроцентробежного насоса (УЭЦН), в частности эксплуатации малодебитных и среднедебитных скважин высокопроизводительными УЭЦН ($Q \geq 80$ м³/сут.), имеющими наилучшие технические и эксплуатационные характеристики в кратковременном режиме.

При КЭС продолжительность откачки жидкости из скважины (5-20 минут) в несколько раз меньше продолжительности накопления жидкости в скважине (0,33 -2 часа). Поэтому средняя производительность УЭЦН соответствует дебиту скважин от 5 м³/сут. Наиболее наглядным и известным техническим аналогом КЭС служат имеющиеся в каждом доме бытовые холодильники, которые также эксплуатируются в кратковременном режиме.

С экономической точки зрения, основным конкурентным преимуществом КЭС является то, что она одновременно оказывает положительное влияние на все основные составляющие себестоимости добычи нефти:

- увеличивает объемы добычи нефти;

- сокращает потребление электроэнергии;
- увеличивает межремонтный период (МРП);
- сокращает затраты на проведение технологических операций;
- сокращает затраты на исследование скважин.

Рассмотрим целесообразность внедрения метода кратковременной эксплуатации скважин на нефтяном месторождении – для этого необходимо рассчитать эффективность при покупке нового оборудования, а именно российского производства.

Также необходимо рассчитать экономию средств на электроэнергию при кратковременной эксплуатации и выявить дополнительные возможные сокращения вложения средств в период эксплуатации с помощью данного метода.

При кратковременной эксплуатации скважин, используют УЭЦН производительностью более 80 м³/сут, т.к. они обладают лучшими энергетическими характеристиками по сравнению с установками для среднедебитных скважин (20÷80 м³/сут) и позволяют добывать нефть с меньшим расходом электроэнергии. Расчет режима эксплуатации скважины производят таким образом, чтобы обеспечить минимальное снижение объема добычи нефти по сравнению с непрерывной эксплуатацией скважины. Стоимость оборудования и показатели работы фонда для дальнейших расчётов приведены в таблице 6

Таблица 6 – Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования

Показатель	Значение
Средний дебит по нефти, т/сут.	30
Средняя наработка на отказ, сут.	220
Средняя продолжительность ремонта, час	124
Средняя стоимость 1 ремонта ТРС руб./ед.	469300
Стоимость приобретения ЭЦНА5-30-1250, руб./ед.	136200

Продолжение таблицы 6

Показатель	Значение
Стоимость приобретения ПЭД16-117МВ5, руб./ед.	131100
Стоимость приобретения Электон-04-250, руб./ед.	89000
Стоимость приобретения ЭЦНА5-125-700, руб./ед.	78700
Стоимость приобретения ПЭД32-117МВ5, руб./ед.	171000
Стоимость приобретения Электон-05-75 с ЧРП, руб./ед.	127000

Стоимость и показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования приведена за период 2013-2015 год, без НДС.

3.4.1 Расчёт экономии электроэнергии

Для проведения расчётов мы рассмотрим два вида эксплуатации скважины:

1. Рассчитаем работу ЭЦН в постоянном режиме с нерегулируемым приводом станции управления;
2. Рассчитаем работу ЭЦН в режиме кратковременной эксплуатации с частотно регулируемым преобразователем.

Таблица 7 – Исходные данные для расчета эффективности применения метода КЭС

Дебит скважины [Q]	м3/сут	30
Глубина подвески установки [H_{Γ}]	м	1500
Высота статического столба жидкости над приемом насоса [h]	м	1000
Давление в выкидной линии устья скважины [P_y]	м	100
Давление в межтрубном пространстве скважины [P_M]	кГс/см ²	0
Требуемый напор насоса [$H_N=H_D+P_y-P_M$]	м	1200
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны [$d_{НКТ}$]	мм	123,7

Продолжение таблицы 7

Дебит скважины [Q]	м3/сут	30
Наружный диаметр НКТ [D _к]	мм	73
Площадь кольцевого зазора межтрубного пространства скважины [S= $\pi \cdot (d_{\text{НКТ}}^2 - D_{\text{к}}^2) / 4$]	м2	0,0078

Согласно приведённым исходным данным далее будет произведён расчёт – работы ЭЦН в постоянном режиме и в режиме кратковременной эксплуатации скважины.

3.4.2 Расчёт работы электроцентробежного насоса в постоянном режиме

С начала произведём расчёт работы электроцентробежного насоса в постоянном режим эксплуатации с нерегулируемой станцией управления.

Наиболее подходящей для непрерывной эксплуатации скважины дебитом 30 м³/сут является установка, состоящая из насоса ЭЦНА 5-30-1250, состоящего из двух четырехметровых секций, и электродвигателя ПЭД 16-117 МВ5. Они имеют следующие характеристики в оптимальном режиме (данные получены с помощью программного обеспечения «Аерад»):

$Q_{\text{ОПТ}}=37 \text{ м}^3/\text{сут}$ - подача ЭЦН в оптимальном режиме,

$H_{\text{ОПТ}}=1060 \text{ м}$ - напор ЭЦН в оптимальном режиме,

$\eta_{\text{ОПТ}}=36,5\%$ - КПД ЭЦН в оптимальном режиме,

$N_{\text{ОПТ}}=12,21 \text{ кВт}$ - мощность, потребляемая ЭЦН в оптимальном режиме,

$P_{\text{НОМ}}=16 \text{ кВт}$ - номинальная мощность ПЭД,

$\eta_{\text{НОМ}}=84\%$ - номинальный КПД ПЭД,

Для согласования производительности установки с дебитом скважины необходимо дросселирование насоса. Характеристики ЭЦН при этом изменятся следующим образом:

$Q_0=30 \text{ м}^3/\text{сут.}$ - подача ЭЦН в рабочем режиме,

$H_0=1250 \text{ м}$ - напор ЭЦН в рабочем режиме,

$\eta_0=35\%$ - КПД ЭЦН в рабочем режиме.

Мощность, потребляемая ЭЦН в рабочем режиме, будет равна

$$N_0 = \frac{Q_0 \cdot H_0}{8800 \cdot \eta_0} = \frac{30 \cdot 1250}{8800 \cdot 0.35} = 12,18 \text{ кВт} \quad (1)$$

Мощность ПЭД выбрана с запасом по сравнению с мощностью ЭЦН с целью обеспечения возможности освоения скважины. При недогрузке ПЭД его КПД уменьшается:

$\eta_{\text{нд}}=82\%$ - КПД ПЭД в рабочем режиме, мощность ЭЦН составляет 76,1% от номинальной мощности ПЭД.

Номинальный момент на валу ПЭД равен

$$M = \frac{P_{\text{ном}}}{\omega} = \frac{60 \cdot P_{\text{ном}}}{2 \cdot \pi \cdot n \cdot (1 - S_{\text{нд}})} = \frac{60 \cdot 16 \cdot 10^3}{2 \cdot \pi \cdot 3000 \cdot (1 - 0,03)} = 52,5 \text{ н} \cdot \text{м} \quad (2)$$

где $n=3000$ об/мин - синхронная скорость вращения ПЭД.

Максимальная скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя равна

$$V_c = \frac{Q_0}{24 \cdot 60 \cdot S} = \frac{30}{24 \cdot 60 \cdot 0.0078} = 2,67 \frac{\text{м}}{\text{мин}} \quad (3)$$

что соответствует скорости увеличения депрессии на пласт $0,27$ (кГс/см²)/мин.

Общая мощность, потребляемая установкой, составляет

$$P = \frac{N_0}{\eta_{\text{нд}}} = \frac{12,18}{0,82} = 14,85 \text{ кВт} \quad (4)$$

Удельный расход электроэнергии ПЭД равен:

$$P_{\text{уд}} = \frac{P \cdot 24}{Q_0 \cdot H_{\text{н}}} = \frac{14,85 \cdot 24}{30 \cdot 1,2} = 9,9 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \quad (5)$$

Стоимость ЭЦНА5-30-1250 равна 136 200 руб., ПЭД16-117МВ5 131100 руб. Используемая совместно с данной установкой станция управления «Электон-04-250» имеет стоимость 89000 руб.

Стоимость остальных элементов установки не учитывается, т.к. они одинаковы во всех вариантах.

$$P_{\text{общ}} = P_{\text{ЭЦН}} + P_{\text{ПЭД}} + P_{\text{СУ}} = 136200 + 131100 + 89000 = 356300 \text{ руб.} \quad (6)$$

Общая стоимость оборудования составляет 356300 руб. без НДС [22].

3.4.3 Расчёт работы электроцентробежного насоса в режиме кратковременной эксплуатации скважин.

Далее произведём расчёт работы электроцентробежного насоса в режиме кратковременной эксплуатации с частотно-регулируемой станцией управления.

При кратковременной эксплуатации скважин на МРП по износу насоса влияют два противоположно действующих фактора: увеличение скорости износа ЭЦН из-за увеличения скорости вращения и уменьшение износа вследствие уменьшения продолжительности включения УЭЦН. Для того чтобы в результате одновременного воздействия обоих указанных факторов МРП по износу насоса увеличился даже в самых неблагоприятных условиях эксплуатации, необходимо, чтобы производительность установки была не менее

$$Q_{\text{опт}} \geq Q \cdot 1,4^5 = 30 \cdot 5,4 = 161,3 \text{ [м}^3\text{/сут]}. \quad (7)$$

Данному условию удовлетворяет насос ЭЦНА5-125-700, состоящий из одной пятиметровой секции. При частоте переменного тока 70 Гц и скорости вращения 4200 об/мин его напор равен $N_{\text{опт}}=1320$ м (данные получены с помощью программного обеспечения «Аерад»).

Для более точной настройки напора потребуется понизить частоту переменного тока до 66,7 Гц и скорость вращения ЭЦН до 4000 об/мин. Характеристики ЭЦН и ПЭД в этом случае будут следующими:

$Q_{\text{опт}}=173 \text{ м}^3\text{/сут}$ - подача насоса в оптимальном режиме,

$N_{\text{опт}}=1200$ м - напор насоса в оптимальном режиме,

$N_{\text{опт}}=39,3$ кВт - мощность, потребляемая насосом в оптимальном режиме,

$\eta_{\text{опт}}=61\%$ - КПД насоса в оптимальном режиме.

В качестве привода данному ЭЦН потребуется ПЭД32-117МВ5, который при частоте переменного тока 66,7 Гц будет иметь следующие характеристики:

$P_{НОМ}=42,7$ кВт - номинальная мощность электродвигателя,

$\eta_{НОМ}=85,5\%$ - номинальный КПД электродвигателя.

Номинальный момент на валу ПЭД при частоте переменного тока 50 Гц будет равен:

$$M = \frac{P_{НОМ}}{\omega} = \frac{60 \cdot P_{НОМ}}{2 \cdot \pi \cdot n \cdot (1 - S_{нд})} = \frac{60 \cdot 32 \cdot 10^3}{2 \cdot \pi \cdot 3000 \cdot (1 - 0,03)} = 105 \text{ н} \cdot \text{м} \quad (8)$$

С учетом того, что при кратковременной эксплуатации скважин используются в основном короткие односекционные ЭЦН, требующие меньшего пускового момента, а не двухсекционные, как во всех других известных способах эксплуатации скважин, а также применяются более мощные ПЭД, можно сделать вывод, что условия пуска УЭЦН при кратковременной эксплуатации скважин являются наиболее благоприятными.

Коэффициент снижения МРП по износу насоса за счет увеличения скорости вращения будет равен: $2,05 \div 4,2$.

Запас производительности установки и, следовательно, краткость увеличения МРП по износу насоса за счет уменьшения продолжительности включения УЭЦН равна:

$$K = \frac{Q_{опт}}{Q} = \frac{173}{30} = 5,77 \quad (9)$$

В результате воздействия обоих влияющих факторов МРП по износу насоса увеличится в $1,4 \div 2,8$ раза.

При периодической эксплуатации скважин УЭЦН с регулируемым электрическим приводом можно задать $\phi \geq 0,99$, т.е. допустить снижение дебита не более чем на 1%.

Максимально допустимая продолжительность накопления жидкости в скважине, для недопущения снижения дебита не более чем на 1%, будет равна:

$$t_{нк} = \frac{96 \cdot h \cdot S \cdot (1 - \phi)}{Q} = \frac{96 \cdot 1000 \cdot 0,0078 \cdot (1 - 0,99)}{30} = 0,25 \text{ ч} = 15 \text{ мин.} \quad (10)$$

Продолжительность откачки жидкости из скважины равна:

$$t_{\text{отк}} = \frac{t_{\text{нк}} \cdot \phi}{K - \phi} = \frac{15 \cdot 0,99}{7 - 0,99} = 2,5 \text{ мин} \quad (11)$$

Период эксплуатации скважины составит:

$$T = t_{\text{нк}} + t_{\text{отк}} = 15 + 2,5 = 17,5 \text{ мин} \quad (12)$$

Продолжительность включения УЭЦН равна:

$$k = \frac{t_{\text{отк}}}{T} \cdot 100 = \frac{2,5}{17,5} \cdot 100 = 14,3 \% \quad (13)$$

Полученные значения продолжительности откачки жидкости из скважины и продолжительности включения УЭЦН характеризуют режим работы установки как кратковременный.

Максимальная скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя равна

$$V_c = \frac{Q_0}{24 \cdot 60 \cdot S} = \frac{173}{24 \cdot 60 \cdot 0,0078} = 15,4 \frac{\text{м}}{\text{мин}} \quad (14)$$

что соответствует скорости увеличения депрессии на пласт 1,54 (кГс/см²)/мин.

Скорость увеличения депрессии на пласт при кратковременной эксплуатации скважин в несколько раз выше по сравнению с другими известными способами эксплуатации скважин. Поэтому кратковременная эксплуатация скважин позволяет наиболее быстро и качественно проводить освоение скважин, а также осуществлять операции по интенсификации притока жидкости в скважину без остановки оборудования и подъема из скважины.

Мгновенная мощность, потребляемая установкой:

$$P = \frac{N_{\text{опт}}}{\eta_{\text{ном}}} = \frac{39,3}{0,855} = 45,97 \text{ кВт} \quad (15)$$

Средняя потребляемая мощность ПЭД:

$$P = \frac{P \cdot t_{\text{от}}}{T} = \frac{45,97 \cdot 2,5}{17,5} = 6,57 \text{ кВт} \quad (16)$$

Удельный расход электроэнергии ПЭД будет равен:

$$P_{\text{уд}} = \frac{P \cdot 24}{Q_0 \cdot H_n} = \frac{6,57 \cdot 24}{30 \cdot 0,99 \cdot 1,2} = 4,42 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \quad (17)$$

Стоимость ЭЦНА5-125-700 равна 78700 руб., ПЭД32-117МВ5 171000 руб. Станция управления с преобразователем частоты так же, как и все остальное оборудование, работает в кратковременном режиме. Поэтому можно использовать СУ с ПЧ «Электрон-05-75» мощностью 63 кВА (40 кВт при $\cos\phi=0,86$), которая имеет стоимость 127000 руб.

$$P_{\text{общ}} = P_{\text{ЭЦН}} + P_{\text{ПЭД}} + P_{\text{СУ}} = 78700 + 171000 + 127000 = 376700 \text{ руб.} \quad (18)$$

Общая стоимость оборудования составляет - 376700 руб. без НДС.

Выгода от закупки нового оборудования:

$$P_{\text{выгоды}} = P_{\text{общ(постоянный режим)}} - P_{\text{общ(КЭС)}} = 356300 - 376700 = 20400 \text{ руб.} \quad (19)$$

Разность в стоимости оборудования по сравнению с непрерывной эксплуатацией скважин с нерегулируемым электроприводом составляет всего 20400 рублей [22].

3.4.4 Расчёт энергоэффективности и дополнительных затрат

Проведем расчёт экономии электроэнергии за год использования установки электроцентробежного насоса при кратковременной эксплуатации скважины, по сравнению с работой ЭЦН в постоянном режиме.

Разница в удельном расходе электроэнергии будет равен:

$$P_{\text{уд}} = P_{\text{уд(пост)}} - P_{\text{уд(кэс)}} = 9,9 - 4,4 = 5,5 \text{ кВт/час} \quad (20)$$

Потребление электроэнергии за год:

$$P_{\text{уд(год)}} = P_{\text{уд}} \cdot 365 = 5,5 \cdot 365 = 48200 \text{ кВт} \quad (21)$$

Стоимость разницы в расходе электроэнергии за год:

$$C_{\text{Руд(год)}} = C_{\text{кВт}} \cdot P_{\text{уд(год)}} = 3,5 \cdot 48200 = 245700 \text{ руб.} \quad (22)$$

Разница в удельном расходе электроэнергии для нашего примера 5,5 кВт/час. Экономия при работе установки целый год: 48 200 кВт, при средней стоимости 1 кВт/час равной 3,5 руб., экономия за год работы установки = 168 700 руб.

Приведенные расчеты подтверждают осуществимость изобретения и достижение эффективного уменьшения энергопотребления при внедрении метода КЭС. Кратковременная эксплуатация скважин позволяет увеличить МРП и обеспечить минимальный расход электроэнергии при незначительном увеличении стоимости оборудования.

Если учитывать, что средняя наработка на отказ установки увеличится минимум в 1,4 раза, то в расчёты экономии денежных средств следует включать статью расходов на постановку бригады ТРС и стоимость нового оборудования.

Стоимость одного ремонта скважины обходится в 469 000 руб., а стоимость новой установки без замены СУ – 249 700.

$$C_{\text{при отказе}} = 469000 + 249700 = 718000 \text{ руб.} \quad (23)$$

Общая стоимость при отказе оборудования – 718 000. При этом можно сказать что при увеличении МРП скважины а следовательно продлевая СНО установки, в год экономия равна 359 350 руб.

Учитывая разницу цены приобретённого оборудования, экономии электроэнергии, уменьшения затрат на ремонт за скользящий год, экономия равна более полумиллиона (500 000) рублей на одну скважину.

Результаты произведенных расчетов демонстрируют, что периодическая эксплуатация скважин УЭЦН с регулируемым электрическим приводом по комплексу всех показателей обеспечивает самую высокую рентабельность механизированной эксплуатации скважин.

4 Социальная ответственность

Корпоративная социальная ответственность (КСО) — явление достаточно новое для нашей страны. Вместе с тем, оно уже давно и активно развивается на Западе и является нормой для современного цивилизованного бизнеса. Существует несколько определений этого термина. И, пожалуй, наиболее точно его характеризует следующее. КСО — это концепция, в соответствии с которой компания учитывает интересы общества и берет на себя ответственность за влияние своей деятельности на клиентов, потребителей, работников, поставщиков, акционеров, местные сообщества и прочие заинтересованные стороны, а также на окружающую среду. Только при условии своевременного и адекватного восприятия российским бизнесом основных принципов корпоративной социальной ответственности она сможет стать двигателем позитивных перемен в социально значимых сферах общества, создавать и поддерживать достойные условия труда занятого на его предприятиях персонала.

4.1 Анализ эффективности программ ксо. Определение стейкхолдеров организации

Определение стейкхолдеров организации Одна из главных задач при оценке эффективности существующих программ КСО – это оценка соответствия программ основным стейкхолдерам компании. Стейкхолдеры – заинтересованные стороны, на которые деятельность организации оказывает как прямое, так и косвенное влияние. Если какая-либо группа стейкхолдеров не удовлетворена деятельностью организации, ее реакция может поставить под угрозу дальнейшее существование самой организации. На основе отчета об устойчивом развитии ПАО «Газпром» была определена следующая структура стейкхолдеров компании.

Как видно из таблицы 8, у компании ПАО «Газпром» значительное количество стейкхолдеров.

Таблица 8 – Стейкхолдеры ПАО «Газпром»

Прямые стейкхолдеры	Косвенные стейкхолдеры
1. Работники	1. Местное население
2. Потребители	2. Местные предприятия
3. Партнеры	3. Экологические организации
4. Контрагенты	4. Образовательные учреждения
5. Акционеры	5. Государственные органы
6. Инвесторы	

Система взаимодействия с заинтересованными сторонами в компании основана на следующих принципах:

- уважение интересов и взаимовыгодное сотрудничество;
- своевременное информирование об основных аспектах деятельности Компании;
- регулярность и последовательность взаимодействия;
- выявление ожиданий заинтересованных сторон и соблюдение данных им обязательств.

Организация постоянного диалога с местными сообществами и должная информированность населения являются действенным инструментом укрепления репутации Компании. Для этого Компания реализует ряд мероприятий, среди которых:

- публикация ежегодных Отчетов в области устойчивого развития;
- проведение регулярных встреч с заинтересованными сторонами;
- информационная поддержка проектов социальной направленности.

Таким образом, взаимодействию с каждым стейкхолдером ПАО «Газпром» уделяет должное внимание. ПАО «Газпром» из года в год поддерживает статус одного из крупнейших работодателей в Российской

Федерации, при этом Компания уделяет большое внимание созданию безопасных и комфортных условий труда на производстве. Основные корпоративные социальные программы направлены на поддержку и продвижение здорового образа жизни, улучшение жилищных условий и качества жизни сотрудников и их семей, материальную поддержку ветеранов и пенсионеров.

Во всех дочерних обществах в течение года осуществляется оценка рабочих мест, по результатам которой устанавливаются классы условий труда, разрабатываются и реализуются мероприятия, направленные на улучшение условий труда работников. С целью выявления вредных и опасных производственных факторов, влияющих на здоровье человека в процессе трудовой деятельности, в ПАО «Газпром» проводится специальная оценка условий труда (СОУТ).

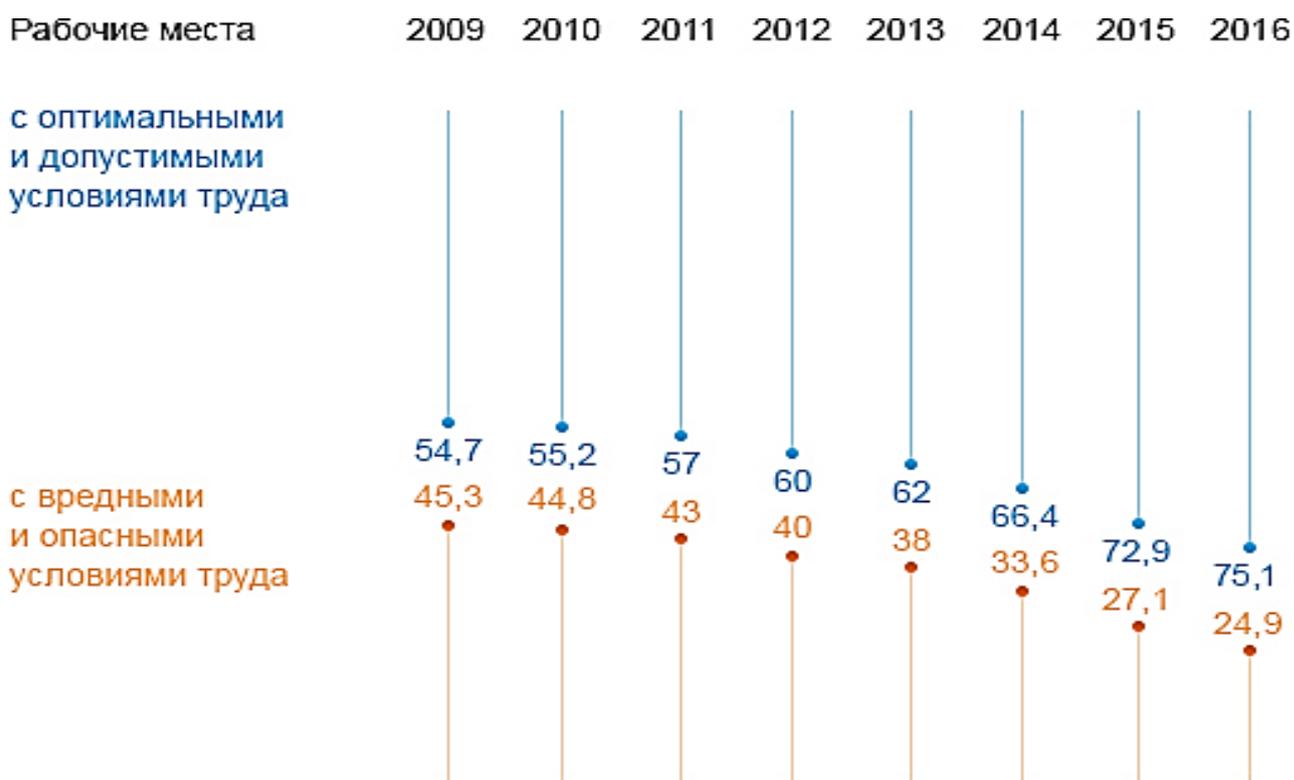


Рисунок 13 – Рабочие места ПАО «Газпром» в %

За последние пять лет в Компании произошло снижение числа рабочих мест с вредными и опасными условиями труда с 45,3% до 24,9%

Культура производственной безопасности — это квалификационная и психологическая подготовленность, при которой обеспечение

производственной безопасности объектов является приоритетной целью и внутренней потребностью каждого работника, приводящей к осознанию личной ответственности и к самоконтролю при выполнении всех работ.

Сертификат OHSAS 18001 (PDF, 938 КБ)

OHSAS 18001 — международный стандарт разработки систем управления охраной здоровья и безопасности персонала. Его главная цель — возможность для любой организации создать результативную систему менеджмента профессиональной безопасности и здоровья.

ПАО «Газпром» успешно прошло сертификацию на соответствие международному стандарту OHSAS 18001:2007 «Системы менеджмента профессионального здоровья и безопасности».

В область сертификации входят Администрация ПАО «Газпром» и 26 дочерних обществ, занимающихся добычей, подготовкой, транспортировкой, переработкой, распределением и хранением природного газа, газового конденсата и нефти.

Совокупная списочная численность работников ПАО «Газпром» и его дочерних обществ, прошедших сертификацию, составляет 222 тыс. человек.

В целях расширения области распространения ЕСУОТ и ПБ разработан и утвержден заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркеловым График внедрения и сертификации системы менеджмента охраны труда и промышленной безопасности в ПАО «Газпром» от 09.03.2015. На период до 2017 года определены 28 дочерних организаций ПАО «Газпром», в которых будут внедрены все основные требования ЕСУОТ и ПБ с последующим проведением сертификации на соответствие требованиям стандарта OHSAS 18001:2007.

Ключевыми задачами для Компании остаются поддержание высокого уровня корпоративного управления и информационной прозрачности, а также соблюдение норм и стандартов, соответствующих требованиям государства, рынка и общества. В 2016 году ПАО «Газпром» получило высокую оценку в рейтинге прозрачности корпоративной отчетности среди крупнейших компаний

мира, проведенном Transparency International. Компания привержена международнопризнанным принципам.

4.2 Определение структуры программ КСО

Структура программ КСО составляет портрет КСО компании. Выбор программ, а, следовательно, структура КСО зависит от целей компании и выбора стейкхолдеров, на которых будет направлены программы.

Информация о проводимых мероприятиях КСО, реализуемых компанией, была взята из отчета об устойчивом развитии ПАО «Газпром».

Таблица 9 – Структура программ КСО

Наименование мероприятия	Элемент	Стейкхолдеры	Сроки реализации	Ожидаемый результат от реализации мероприятия
1.Регулярное проведение круглых столов в ключевых регионах своей деятельности	-Денежные гранты -Социально-ответственное поведение -Социальные инвестиции	-Работники -Местное население -Местные предприятия - Образовательные учреждения	Один раз в год, в течение дня	-Комплексное представление результатов деятельности Компании и ее дочерних обществ в регионе присутствия; -обсуждение роли дочерних обществ ПАО «Газпром» в устойчивом развитии региона: экономических, экологических, социальных аспектов взаимодействия и конкретных проектов; -обсуждение

Продолжение таблицы 9

Наименование мероприятия	Элемент	Стейкхолдеры	Сроки реализации	Ожидаемый результат от реализации мероприятия
				взаимных предложений региона и дочерних обществ по взаимодействию в области устойчивого развития; -представление перспектив улучшения взаимодействия дочерних обществ и региона.
2.Стратегия развития ПАО «Газпром» до 2020 года	-Социально-ответственное поведение - Эквивалентное финансирование	-Работники -Местное население - Экологические организации	2015-2020 гг.	-Соблюдение высоких стандартов в области пожарной и промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды (далее – ПБОТОС); -внедрение лучших мировых практик в области обеспечения ПБОТОС; -минимизация негативного воздействия на окружающую среду; -улучшение качества жизни работников и их семей, создание оптимальных условий труда; - взаимодействие с заинтересованными

Продолжение таблицы 9

Наименование мероприятия	Элемент	Стейкхолдеры	Сроки реализации	Ожидаемый результат от реализации мероприятия
				сторонами в рамках социального партнерства; - реализация проектов строительства, ремонта, оснащения и поддержки социальной инфраструктуры, необходимой для обеспечения деятельности Компании в регионах присутствия.
3.Инвестиционная газовая программа	Эквивалентное финансирование	-Местное население - Экологические организации	2015-2020 гг.	Существенно снизить выбросы вредных веществ и парниковых газов в атмосферу.

На основе таблицы 9 можно сделать вывод, что все мероприятия КСО, проводимые ПАО «Газпром» являются довольно целесообразными и соответствующими ожиданиям стейкхолдеров.

4.3 Определение затрат на программы КСО

Бюджет КСО на мероприятия зависит от:

- важности целей для предприятия;
- влияния на стейкхолдеров;
- ожидаемых результатов.

Затраты на мероприятия КСО в ПАО «Газпром» были определены исходя из отчета об устойчивом развитии компании.

Таблица 10 – Затраты на мероприятия КСО

Мероприятие	Единица измерения	Цена	Стоимость реализации планируемый период на
1. Охрана окружающей среды	Млн. руб.	216,8	216,8
2. Предупреждение чрезвычайных ситуаций, охрана труда, обеспечение промышленной, пожарной и радиационной безопасности	Млн. руб.	210.3	200.3
3. Создание оптимальных условий труда	Млн. руб.	90.6	90.6
4. Охрана здоровья, поддержка здорового образа жизни и другие социальные выплаты	Млн. руб.	70.8	70.8
5. Негосударственное пенсионное обеспечение	Млн. руб.	50.5	50.5
6. Благотворительность	Млн. руб.	20.5	20.5
7. Социально-экономическое развитие регионов	Млн. руб.	10.6	10.6
8. Обеспечение жильем	Млн. руб.	15.6	15.6
9. Содержание социальной инфраструктуры	Млн. руб.	13.9	13.9
			ИТОГО: 689,6

Как видно из таблицы 10 большая часть средств уходит на охрану окружающей среды, повышение безопасности труда и создание оптимальных условий труда, что подтверждает стремление компании к достижению признанного лидерства в сфере экологической безопасности среди мировых

нефтегазовых игроков к 2020 году, а также значимость приоритета человеческой жизни и здоровья для компании.

4.4 Оценка эффективности программ и выработка рекомендаций

Являясь лидером нефтегазовой промышленности Российской Федерации и одной из крупнейших компаний мирового топливно-энергетического комплекса, ПАО «Газпром» стремится достичь не только высоких производственных и финансовых показателей, но и внести вклад в развитие и процветание страны, в улучшение качества и условий жизни ее граждан, поскольку достижение стратегических целей Компании, возможно только при условии строгого соблюдения высоких стандартов экологической и промышленной безопасности, социальной ответственности и корпоративного управления. Таким образом, программы КСО, осуществляемые ПАО «Газпром», полностью соответствуют целям и стратегии организации.

Так как важнейшими задачами, стоящими перед Компанией, наряду с повышением экономической эффективности, являются также развитие персонала и обеспечение стабильности в трудовых коллективах, поддержание высокого уровня безопасности деятельности работников, контрагентов, населения и окружающей среды, участие в социально-экономическом развитии регионов присутствия, нельзя точно ответить какая КСО, внутренняя или внешняя, преобладает именно. ПАО «Газпром» уделяет одинаково должное внимание, как внутренней, так и внешней КСО.

Компания, реализуя программы КСО, получает следующие преимущества:

- рост производительности труда;
- восполнение кадрового потенциала в соответствии с потребностями Компании;
- привлечение и удержание перспективных и квалифицированных сотрудников, в том числе иностранных специалистов;

- укрепление имиджа и репутации социально ответственной Компании;
- высокая оценка эффективности социальной деятельности и др.

Стоит отметить, что в 2015 году ПАО «Газпром» заняла первое место в интегральном рейтинге корпоративной социальной ответственности крупнейших компаний, работающих на российском рынке. Рейтинг составлен компанией «ЭкоПромСистемы» совместно с «Национальной службой мониторинга». Анализировалась деятельность компаний с 2010 по 2013 годы. Интегральный рейтинг рассчитывается на основе критериев в двух категориях: деятельность компании в сфере КСО, а также медиа-сопровождение в этой области. Вся информация для расчета оценки деятельности в сфере КСО берется из открытых источников, включая анализ свыше 500 федеральных, 8 тыс. региональных и 3 тыс. специализированных изданий. ПАО «Газпром» набрало максимальное количество баллов в таких категориях, как «Уровень взаимодействия с заинтересованными сторонами», «Уровень информирования заинтересованных сторон» и «Характер социальной активности», что говорит о довольно высоком уровне и правильном подходе к организации корпоративной социальной ответственности на предприятии, и как следствие полном соответствии осуществляемых программ КСО интересам стейкхолдеров.

ПАО «Газпром» осуществляет значительные вложения в реализацию мероприятий КСО. Успешные итоги деятельности Компании подтверждают эффективность применяемой стратегии, значимость определенных приоритетов и позволяют рассчитывать на дальнейшее устойчивое развитие Компании, что в свою очередь свидетельствует об адекватности затрат их результатам.

Заключение

Реализация программы импортозамещения должна привести к росту отечественной промышленности, научной базы и конкурентоспособности отечественных предприятий с перспективой экспорта, совершенствованию человеческого капитала.

Проведенный Министерством энергетики анализ, представленный в параграфе 2.1, текущего состояния производства продукции для нужд показал, что надо вести речь не просто о процессе замещения, а об организации управления замещением импортной продукции отечественными техникой и технологиями.

Анализ сложившихся в нефтегазовой отрасли тенденций показывает, что для достижения максимального эффекта при реализации стратегии импортозамещения необходимо создание более открытой экономики и обстановки конкурентной борьбы на внутреннем рынке. Развиваемые отрасли производства должны быть ориентированы как на внутренний, так и на внешний рынок: только в этом случае они смогут легко завоевать лояльность внутренних потребителей и конкурировать с зарубежными производителями. Однако до перехода к широкой экспансии на внешние рынки желательно, чтобы внутренний рынок был уже охвачен отечественными производителями, поскольку именно на этом этапе страна формирует свои конкурентные преимущества и впоследствии, опираясь на них, ей будет гораздо легче перейти к развитию экспортных направлений.

По справедливому замечанию ряда исследователей, важным препятствием импортозамещению в нефтедобывающем комплексе является недостаток информации у российских промышленных компаний [11]. Вкладывать большие средства, эффективно использовать научно-технический и производственный потенциал освоения сложной продукции с длительным циклом изготовления очень трудно, если неизвестны перспективные планы развития нефтедобывающих компаний. У российских поставщиков нет в полном объеме достоверной и систематизированной информации об импорте

отдельных видов нефтедобывающего оборудования, степени его износа. В связи с отмеченным представляется актуальной активизация работы Минэнерго России по сбору, анализу таких сведений и информированию российской промышленности в данной области.

Перспективы поиска нефти в доюрском комплексе подтверждаются результатами последних геологоразведочных работ в Томской области. Так, в результате переиспытания скважины 147Р на Кулгинской площади из трещиноватых известняков девона получен промышленный приток нефти. Это очередной аргумент в пользу разработки технологии поиска сложных, но перспективных залежей палеозоя.

Одной из основных проблем добычи на месторождениях Томской области является проблема уменьшения дебита скважин вследствие ухудшения структуры запасов нефти. Решить данную проблему удалось путем применения технологии кратковременной эксплуатации скважин (КЭС) с использованием установки электроцентробежного насоса (УЭЦН),

Результаты произведенных расчетов демонстрируют, что периодическая эксплуатация скважин УЭЦН с регулируемым электрическим приводом по комплексу всех показателей обеспечивает самую высокую рентабельность механизированной эксплуатации скважин.

Список используемых источников

1. Официальный сайт Минэнерго РФ [Электронный ресурс] 2017г. Режим доступа: свободный <http://minenergo.gov.ru/node/910>;
2. Официальный сайт Минприроды РФ [Электронный ресурс] 2017г. Режим доступа: свободный <http://www.mnr.gov.ru/>;
3. Официальный сайт ПАО «Роснефть» [Электронный ресурс] 2017г. Режим доступа: свободный https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report-2015.pdf;
4. Официальный сайт ПАО «Газпром» [Электронный ресурс] 2017г. Режим доступа: свободный <http://www.gazprom.ru/about/production/extraction/>;
5. Официальный сайт ПАО «Сургутнефтегаз» [Электронный ресурс] 2017г. Режим доступа: свободный <http://www.surgutneftegas.ru/ru-press/news/item/561/>;
6. Официальный сайт ПАО «Лукойл» [Электронный ресурс]. 2017г. Режим доступа: свободный <http://www.lukoil.ru/Business/Upstream/Development-AndProduction>;
7. Интервью с заместителем министра промышленности и торговли РФ С. Цыбом. Лекарство от зависимости // Российская газета, 05.08.2014.;
8. Мау В.А., Улюкаев А.В. Глобальный кризис и тенденции экономического развития // Вопросы экономики, № 11, 2014.;
9. Информация пресс-центра Министерства промышленности и торговли России от 24 марта 2015 г «Денис Мантуров провел первое заседание рабочей группы по снижению импортозависимости ТЭК». - http://minpromtorg.gov.ru/press-centre/all/#!/denis_manturov_provel_pervoe_zasedanie_rabochey_gruppy_po_snizheniyu_importozavisimosti_tek;
10. Информация пресс-центра Министерства промышленности и торговли от 25 марта 2015 г. «Правительство выделит 4,5 млрд. рублей на нефтегазовое машиностроение». - http://minpromtorg.gov.ru/press-centre/all/#!/pravitelstvo_okazhet_gospodderzhku_neftegazovomu_mas-hinostroeniyu;
11. Минпромторг: нефтегазовые компании активизировались в плане импортозамещения, 06.04.2015. - http://www.i-mash.ru/news/nov_ot-rasl/64887-minpromtorg-neftegazovye-kompanii-aktivizirovalis.html;
12. Стенограмма Совещания Правительства об обеспечении реализации отраслевых программ импортозамещения. 06.04.2015. - http://advis.ru/php/view_news.php?id=00B82618-1B85-1640-8FEF-DA547D9BC6DA;

13. Гаврилина Е.А., Лахно П.Г. Правовое обеспечение становления и развития энергетических рынков в России (нефти, нефтепродуктов и природного газа) // Предпринимательское право. - 2009. - № 3. - С. 46-54.;
14. Материалы к VII заседанию Консультативного совета. Тема заседания: «Импортозамещение в нефтепереработке». - <http://www.oil-gas.ru/news/id1504/>;
15. Предложения круглого стола «Пути формирования цивилизованного рынка нефтегазового оборудования и сервиса». Тюмень, 17 апреля 2014 г - <http://tangsk.ru/index.php/poleznaya-informatsiya/kruglyj-stol-2012/417-predlozheniya-kruglogo-stola-po-formirovaniyu-tsivilizovannogo-rynka-neftegazovogo-oborudovaniya-i-servisa>;
16. О Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года (вместе с «Концепцией долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года») : распоряжение Правительства РФ: (от 17 ноября 2008 г, № 1662-р) (ред. от 08.08.2009 г) // Собрание законодательства РФ. - 2008. - № 47. - Ст. 5489.;
17. Губин Е.П. Государственное регулирование отношений в сфере нефтегазового комплекса России: правовые вопросы / под ред. П. Г. Лахно. -М.: Юрист, 2008. -640 с.
18. Официальный сайт ООО «Газпромнефть - восток» [Электронный ресурс]. 2017г. Режим доступа: свободный <http://vostok.gazprom-neft.ru/>
19. Официальный сайт ПАО «Газпром нефть» [Электронный ресурс] 2017г. Режим доступа: свободный <http://www.gazprom-neft.ru/>
20. БОГДАНОВ А.А., Погружные центробежные электронасосы, Москва, Гостоптехиздат, 1957, с.126

Приложение А
(рекомендуемое)

Консультативный совет Государственной Думы по проблемам импортозамещения в нефтепереработке выработал ряд рекомендаций в данном направлении:

1. Комиссии при Президенте РФ по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности ускорить формирование рабочей группы по импортозамещению в нефтедобывающем комплексе.

2. Минэнерго России определить подразделение, ответственное за работу с поставщиками и подрядчиками нефтедобывающего комплекса.

3. Минобрнауке России совместно с Минэнерго России, РАН, Сколтех и нефтегазовыми компаниями подготовить перечень критических технологий для нефтепереработки и нефтехимии, лицензии на которые нефтегазовые компании вынуждены приобретать за рубежом.

4. Минпромторгу России совместно с Минэнерго составить перечень оборудования для нефтегазового комплекса, освоение которого необходимо наладить в Российской Федерации. Подготовить предложения по внесению изменений в программу мероприятий по разработке оборудования для нефтепереработки. Сформулировать предложения по формированию единой базы данных российских предприятий, работающих в интересах нефтегазового комплекса.

5. Ростехнадзору подготовить предложения по проведению инвентаризации основного производственного и технологического оборудования, используемого в нефтепереработке, а также по предоставлению российским поставщикам информации о возрастной структуре оборудования в сфере нефтепереработки. Пересмотреть устаревшие нормы безопасности в нефтепереработке.

6. Росстандарту подготовить предложения по формированию нормативной базы импортозамещения в нефтегазовом комплексе, в частности

по разработке перечня национальных стандартов с требованиями к качеству оборудования для нефтепереработки. Провести анализ обоснованности обязательного использования американских стандартов (API, ASME) в проектах по нефтепереработке и нефтехимии.

7. Предприятиям нефтегазового комплекса:

- использовать опыт ОАО «Роснефть» и ОАО «Газпром нефть» в части импортозамещения и взаимодействия с российской промышленностью;
- совместно с Минэнерго России рассмотреть вопрос о формировании перспективных программ развития производственных мощностей до 2020 г. и информировании отечественных проектантов и изготовителей оборудования;
- совместно с Минэнерго России подготовить перечень российских компаний, способных выступать в качестве генеральных подрядчиков, для рассмотрения возможности их развития с помощью мер господдержки;
- подготовить информацию для Минэнерго России по критическим технологиям в сфере нефтепереработки, лицензии на которые вынужденно закупаются у иностранных компаний из-за отсутствия российских аналогов;
- содействовать Минпромторгу России в подготовке перечня нефтегазового оборудования, которое необходимо освоить на российских предприятиях; направлять в Минпромторг России отзывы о работе российских промышленных компаний;
- принять участие в опросе для формирования ежегодного рейтинга поставщиков оборудования в отдельных сферах нефтепереработки;
- объединить имеющуюся информацию о российских поставщиках и организовать обмен информацией о надежности партнеров для удаления с рынка недобросовестных поставщиков.

Приложение Б
(рекомендуемое)

Материалы круглого стола «Пути формирования цивилизованного рынка нефтегазового оборудования и сервиса», от 17 апреля 2014 г. Тюмень:

1. Внести изменения в Налоговый кодекс Российской Федерации в части порядка исчисления базы по налогу на прибыль, т.е. вернуться к прежней системе налогообложения нефтяных компаний, при которой прибыль, использовавшаяся на капитальные вложения, не облагалась налогом.

2. Внести изменения в налоговое законодательство в плане исчисления НДС. В связи с задержками платежей со стороны нефтяных компаний своим подрядчикам, налог должен взиматься не по отгрузке, а по фактической оплате услуг. Также необходимо ограничить права налоговых органов в части блокирования счетов предприятий.

3. Минприроды и Минэнерго разработать нормативные документы, чтобы увязать получение и продление лицензий на недропользование с обязательством компаний ориентироваться при разработке месторождений нефти и газа на оборудование отечественного производства. Включить программу размещения заказов на оборудование в тендерную документацию по выделению участков недропользования, а Минпромторгу принимать участие в экспертизе таких программ.

4. Минфину, Минэнерго, Минэкономразвития разработать нормативные документы для увязки налогообложения нефтяных компаний с уровнем капитальных вложений на тонну добываемой нефти.

5. Минэкономразвития, Минпромторгу, Минэнерго, МЧС, Ростехнадзору разработать концепцию обновления и модернизации основных фондов в нефтегазовом комплексе, включающую мероприятия по импортозамещению и защите внутреннего рынка от недобросовестной конкуренции субсидируемых поставщиков.

6. Ростехрегулированию разработать с участием Мин-промторга, Минэнерго, Ростехнадзора программу модернизации фонда национальных

стандартов на основе международных (ИСО/ТК 67) и европейских (СЕН/ТК 12) стандартов, применяемых для ведения работ в нефтегазовой промышленности.

7. Использовать зарубежный опыт развития машиностроения за счет реализации крупных проектов в нефтегазовом комплексе. Необходимо привлекать Минпромторг к участию в государственной экспертизе предпроектной и проектной документации, разрабатываемой для освоения шельфа.

8. Реализовать программу подготовки и переподготовки технических и управляющих кадров для предприятий нефтегазового машиностроения, включая стажировки специалистов в зарубежных научно-технических центрах и на предприятиях.

9. Обеспечить защиту внутреннего рынка от импорта нефтегазового оборудования, аналоги которого производятся на территории Российской Федерации. Поручить Минэкономразвития, Минпромторгу, Росатому совместно с Минэнерго, ГТК и Союзом производителей нефтегазового оборудования обеспечить сбор и обработку предложений предприятий по проблемной номенклатуре.

10. Сформировать систему мониторинга импорта оборудования для нефтегазового комплекса, а также подготовку в интересах промышленных предприятий аналитических исследований по прогнозам развития отдельных секторов рынка. Решение указанной задачи невозможно без получения планов технического перевооружения российских нефтяных компаний, а также достоверной информации об импортных закупках. Поэтому необходимо обязать Минэкономразвития, Минэнерго, ГТК обеспечить ежеквартальную передачу Минпромторгу сводной информации об импорте и экспорте оборудования для нефтегазового комплекса. Минпромторгу совместно с отраслевыми союзами обеспечить координацию работ по созданию импортозамещающего нефтегазового оборудования.

Приложение В

(справочное)

Ключевые показатели компаний нефтегазовой отрасли

Организация ТЭК	Удельный вес затрат на НИОКР в выручке организации (на конец 2014 г.)	Общее число действующих патентов на изобретения (полезные модели) на конец 2014 г.	Стоимость объектов, относящихся к интеллектуальной собственности и продуктам интеллектуальной деятельности (млн руб.)	Удельный вес объектов, относящихся к интеллектуальной собственности и продуктам интеллектуальной деятельности в общей стоимости основных фондов (на конец 2014 г.)	Число используемых лицензий (по состоянию на конец 2014 г.)	Численность персонала, занятого НИОКР (в том числе исследователей), в НИИ, входящих в структуру организации, включая дочерние и зависимые структуры (на конец 2014 г.)	Удельный вес выплат по импорту технологий в общем объеме выплат по соглашениям на приобретение технологий (на конец 2014 г.)
ОАО «Лукойл»	0,11 %	460	121,9 из них ОАО «ЛУКОЙЛ» –20,3	-	0	Лукойл Инжиниринг – 2231, «ЛУКОЙЛ-Нижегороднии-нефтепроект» - 20	-
ПАО «Газпром»	0,19 %	2131	19021	0,14	30	Ок. 2,5 тыс.	Н.д.
ОАО «Газпром-нефть»	0,19 %	61	28,4	Н.д.	Н.д.	Н.д.	Н.д.
ОАО «Зарубежнефть»	0,42 %	11–Зарубежнефть, 42 - в группе компаний	22, 4	0,5 %	Н.д.	1304	0 %
ПАО АН «Башнефть»	0,18 %	46	29,5	0,031 %	10	390	по технологическим лицензиям на НПЗ – 100 %
ПАО «СИБУР Холдинг»	0,16 %	53	121,7	1,58 %	-	178	-
ПАО «Татнефть»	0,17 %	1651	423, 9	-	4	937	0 %
ОАО «Новатэк»	-	-	-	-	-	-	-
ООО «Руснефть»	0,005 %	0	0	0	0	62	0 %
ООО «ИНК»	0,01 %	8	0,9	0,1 %	2	нет	нет

Продолжение Приложения В

Организация ТЭК	Отчетный период	Внутренние затраты на НИОКР (млн руб.)	Число заявок на получение патентов на изобретения (полезные модели) в т.ч. в России, за рубежом	Число патентов на изобретения (полезные модели) в т.ч. в России, за рубежом	Число приобретенных лицензий на использование изобретений	Внутренние затраты на НИОКР, выполненные собственными силами (в том числе силами дочерних и зависимых организаций) млн руб.	Выплаты по импорту технологий (патенты на изобретения, пм, тз ПО и т.д.)
ОАО «Лукойл»	2012	5 574,8	35	58	0	4 138,2	23,000 евро (без НДС) + геологоразведочное ПО 45 млн долл.
	2013	6 360,5	33	24		4 564,3	
	2014	5 949	28	46		4 258,1	
ОАО «Газпром нефть»	2012	3 231,5	-	11	-	-	-
	2013			-			
	2014			1 669			
ПАО «Газпром»	2012		180	207	4	5426	0
	2013		251	219	7	4909	0
	2014	10 819	227	218	4	6669	0
ОАО «Зарубежнефть»	2012	316,9	20 (из них: 9 международных)	13	0	-	0 %
	2013						
	2014						
ПАО АН «Башнефть»	2012	754	3 - РФ	1 - РФ	10 - на НПЗ	638	4,17 млн ф. ст. и 5,2 млн долл. за 10 технологических лицензий на НПЗ
	2013	1 035				768	
	2014	1 150				898	
ПАО «СИБУР Холдинг»	2012	586,5	7 - РФ, 38 - за рубежом	53 - РФ, 4 - за рубежом	-	552,5	-
	2013						
	2014						
ПАО «Татнефть»	2012	606	244	246	1	530	56,3 млн руб
	2013	650,3	200	211	2	529	46,7 млн. руб
	2014	656,6	233	280	0	426,8	44,2 млн. руб
ОАО «Новатэк»	2012	-	3	30	5	-	-
	2013						
	2014						
ООО «Руснефть»	2012	236,2	0	0	0	236,2	0
	2013						
	2014						
ООО «ИНК»	2012	0,2	2 (1 за рубежом)	1 - РФ	0		нет выплат
	2013	0,5	3 - РФ	1 - РФ			
	2014	1,9	2 - РФ	1 - РФ			

Приложение Г

(обязательное)

Глава 1 на английском языке

Annex 4. 1 Main problems and trends of import substitution in the oil and gas complex of Russia

1.1 Trends in the development of the oil and gas industry

Russia has a unique mineral and raw materials base, including hydrocarbons. The oil and gas industry of Russia is closely connected with most branches of the national economy and has an impact on the economy of the whole country. Last decades there is a steady growth of oil and gas production in the Russian Federation (table 1, figure 1).

Table 1 - Oil production in Russia

Year	Extraction, million tons
2014	526,7
2015	533,6
2016	547,3

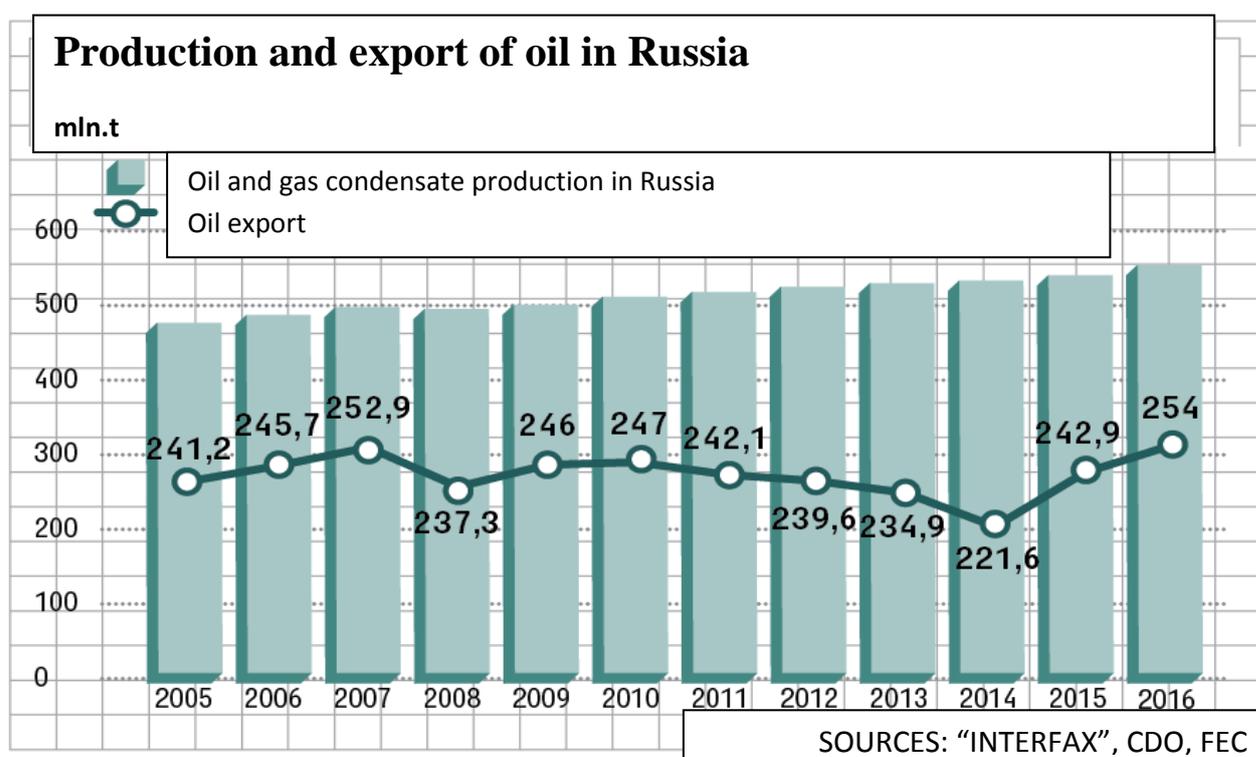


Figure 1 - Oil production and export in Russia

In the period from 2014 to 2016, oil production increased from 526.7 million tons. Tons to 547.3 million tons, an increase of 20.6 million tons.

Record levels and average daily production for the month were set: in December 2016 it reached 15.28 million barrels, and the previous record was also fixed last October - 14.73 million barrels per day.

The growth in oil production was ensured:

- development of current promising ones and involvement of the European part of Russia, Eastern Siberia and the Far East in the development of new deposits in the North;
- growth of the operating well stock due to increased volumes of production drilling and commissioning of new wells;
- active application of technologies and methods for intensifying oil production, both in new promising regions and in traditional oil producing regions of the country (the Ural-Volga region);
- the effect of tax incentives for low-profitable deposits, deposits with hard-to-recover reserves of raw materials, as well as new promising deposits in Eastern Siberia and the Far East.

One of the factors of production growth in the long term is the increase in reserves, the dynamics of which are presented in Figure 2.

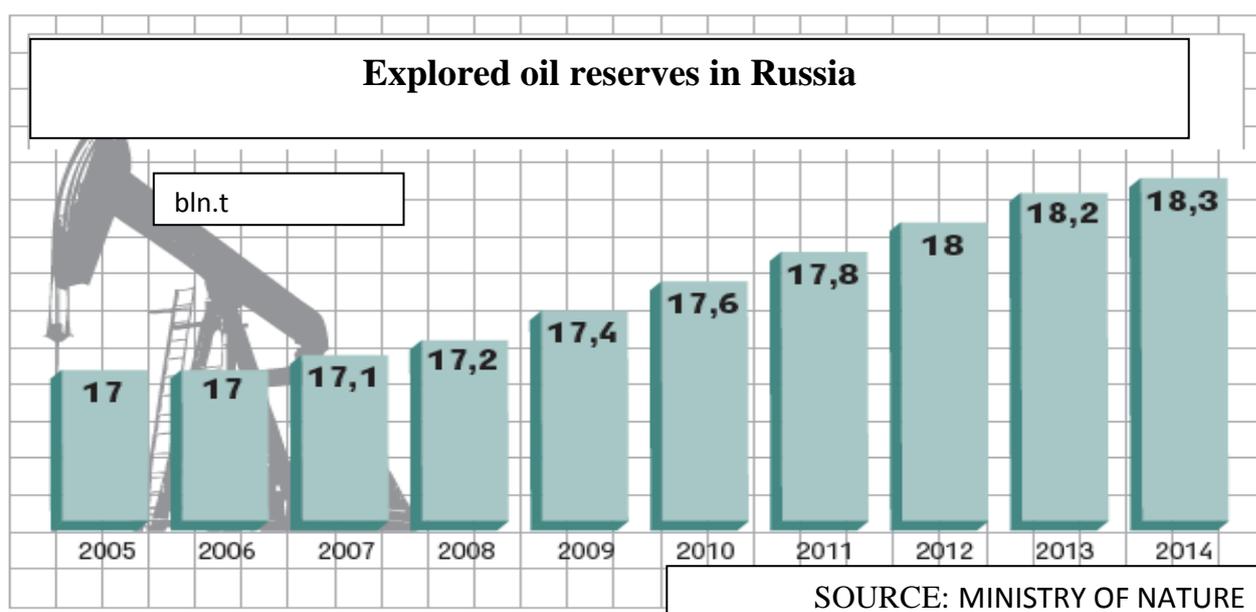


Figure 2 Explored oil reserves

As the picture illustrates, the oil reserves increase every year.

The vector of oil production development is gradually shifting from traditional regions to the extraction of hard-to-recover reserves (HRR) and offshore deposits. In 2015, in the total structure of oil production, the share of offshore production and HRR will be about 8%. So far this is a bit and is explained by the initial stage of geological exploration (geological exploration) on the shelf, including the Arctic. But by 2020, promising marine areas should be introduced, which, according to plans, in 2030-2031 will reach the designed capacity of oil production. Therefore, the share of offshore production and HRR by 2020 should increase to about 12%, and by 2035 - to about 31%. Such growth is a strategic task of the industry.

As of 01/01/2015, 295 organizations that have licenses for the right to use subsoil have performed oil and gas condensate (oil raw materials) production in the Russian Federation.

Including:

- 107 organizations within the structure of 11 vertically integrated companies, which account for 86.2% of the total national oil production at the end of the year;
- 185 independent mining companies that are not part of the VIOC structure;
- 3 companies operating under production sharing agreements.

The industrial structure of production in 2015 remained almost unchanged: the share of VIOC decreased by 1.1%, to 87%, the share of independent producers grew by 1.1% to 10.2%, the share of PSA operators was 2.8% (Figure 3).

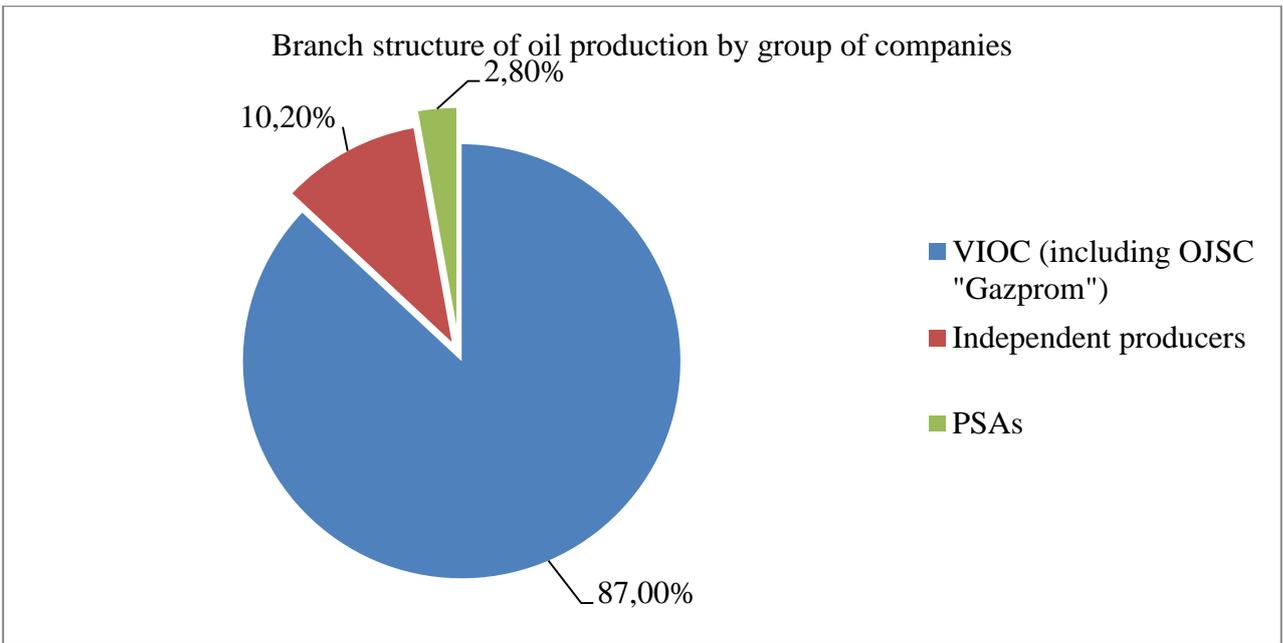


Figure 3 - Branch structure of oil production in Russia, 2015 Source: RF Ministry of Energy.

Consider the increase in oil production by major oil producers from 2012 to 2015 (Figure 4).

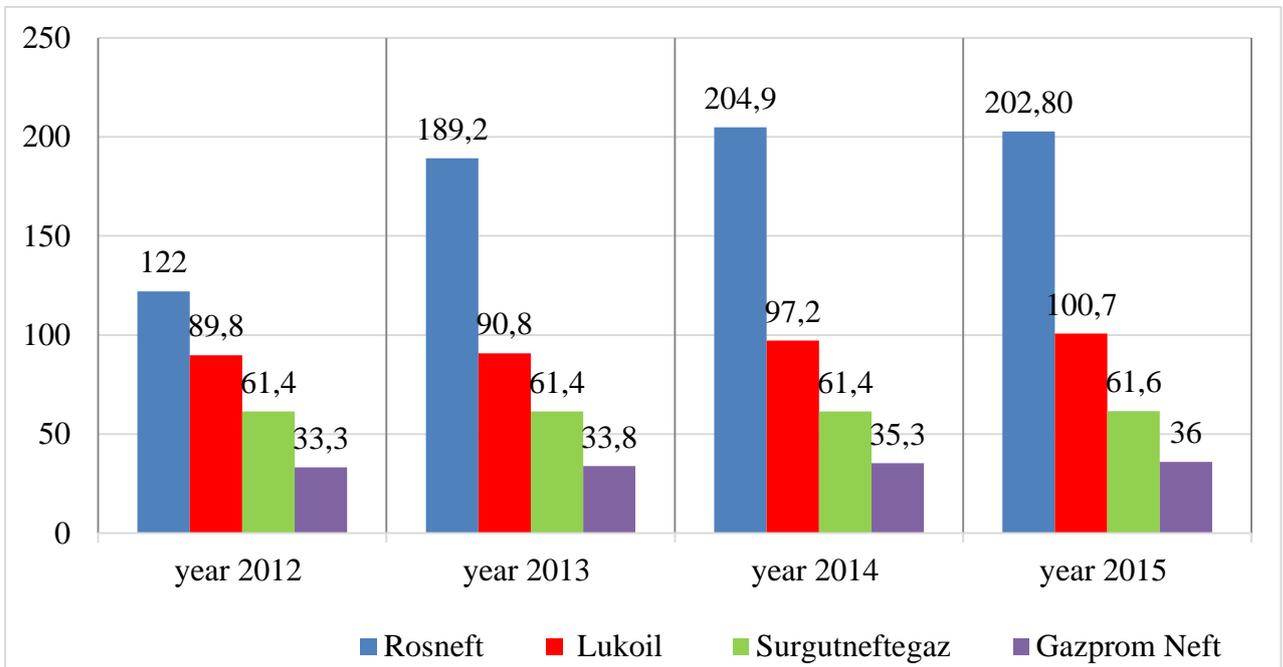


Figure 4 - Growth in oil production by major oil producers, million tons

Production indicators of Rosneft in 2015 as a whole for the group showed restrained dynamics, oil and liquid hydrocarbons production decreased by 1.0% to 202.8 million tons. Oil production as a whole for the Lukoil Group increased by 3.1%

to 100.7 million tons by the end of 2015. Also, Surgutneftegaz increased its oil production by 0.3% to 61.6 million tonnes. The production of oil by Gazprom Neft also increased by 1.9% to 36 million tonnes.

Consider the increase in gas production by major oil producers from 2012 to 2015 (Figure 5).

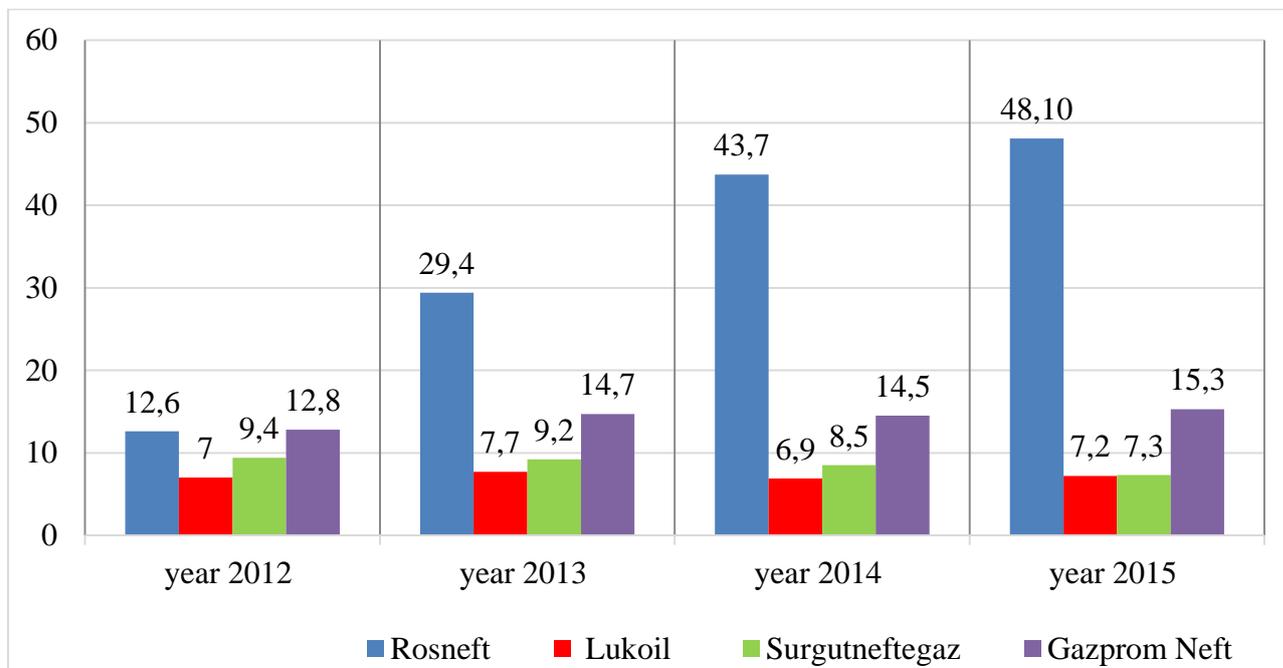


Figure 5 - Growth in gas production by major oil producers, million tonnes

Production indicators of Rosneft in 2015 as a whole for the group showed positive dynamics, gas production increased by 9.1% to 48.1 million tons. Gas production as a whole for the Lukoil Group increased by 4.1% to 7.2 million tonnes in 2015, but compared to 2013, gas production decreased by 6.5%. Surgutneftegaz reduced its gas production by 14.1% to 7.3 million tonnes. Gas production of Gazprom Neft increased by 5.2% to 15.3 million tons.

The leader in 2015 on the growth of oil production in Russia was the company "Lukoil". The leader in gas production in Russia in 2015 was Rosneft.

In the sectoral structure of gas production, by the end of 2015, the share of Gazprom decreased (by 3.4 percentage points to 63.9%), Novatek (by 0.2 pp to 8.2%) and PSA (by 0, 1 pp to 4.2%). The share of VIOC increased by 1.1 percentage points to 13.8% and independent companies (by 2.6 percentage points to 9.9%), (Figure 6)

.19 APG utilization rate in Russia Increased by 2.7 percentage points. To 88.2%, but remains below the target value of 95%.

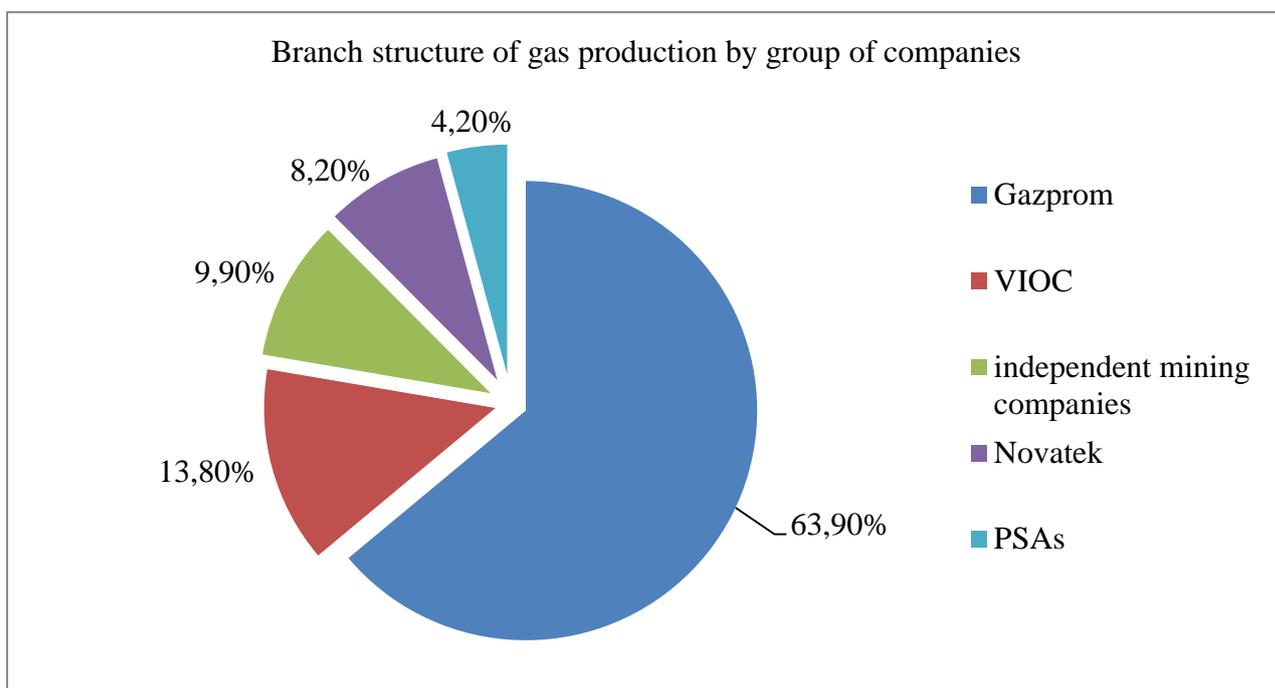


Figure 6 – Branch structure of gas production in the Russian Federation, 2015

Source: RF Ministry of Energy

The volume of gas production in 2015 decreased by 1% to 635.5 billion m3 (including the Crimean FD). At the same time, natural gas production decreased by 2.2% to 556.9 bcm, while APG increased by 8.4% to 78.6 bcm. As a result, the share of APG in the structure of production increased by 1.1 percentage points. Up to 12.4%. In terms of gas production, Russia ranks second in the world (16.7% of world production), after the USA (20.2%) in 2009.

Factors of decrease in gas production volumes are:

- Reduction of domestic demand for gas fuel, caused both by climatic (relatively warm weather conditions of heating seasons 2014-2015), and by economic factors;
- Reduction of gas purchases from the countries of the near abroad.

The proven gas reserves in Russia at the beginning of 2015 were 32,644 billion cubic meters, which provides about 17.4% of the world's reserves and is sufficient at the current production level of 56.4 years of production (R / P ratio). In

terms of gas reserves, Russia ranks second in the world after Iran (18.2% of world reserves). The increment of reserves (ABC1) of free gas in Russia in 2015 was 1,095 bcm, which exceeds the level of its extraction.

In 2015, 257 enterprises produced natural and associated petroleum gas (APG). Of these, 16 enterprises are structures of the Gazprom group, 81 are in the structure of the oil VINK, 4 belong to Novatek, 153 are independent producers and 3 are operating under a production sharing agreement (PSA).

Transportation of 87% of the oil produced in Russia and 24% of the production of light oil products is carried out by Transneft (a natural monopoly activity).

The role of the European part of Russia (growth of production by 2.5%), Eastern Siberia and the Far East (an increase in production by 8.2%) has grown in the geographical structure of production. The share of these regions in the total production structure for the year totaled 29.8% (158.9 million tonnes) and 11.9% (63.5 million tonnes). Production in the main oil-producing region declined insignificantly: by 0.4% to 311.7 million tonnes, which provides it with 58.4% of the total oil production in Russia.

The delivery of oil for export increased by 9.3% to 241.8 million tons, which is equivalent to 45.3% of the volume of oil and gas condensate produced in 2015.

The growth in exports is due to:

- Growth of oil production with simultaneous release of additional volumes of raw materials due to reduction of primary processing at Russian refineries;
- Decrease from 01.01.2015 of the rates of export customs duties applied to oil.

Domestic oil consumption in Russia is about 3,196,000 barrels per day (148.1 million tons per year), equivalent to 3.5 percent of global consumption and 3.6 times less than Russia's.

The capacity of the refinery in Russia at the beginning of 2015 was 6,338 thousand barrels per day, which is 5.2% more than in the previous year and equivalent to 6.6% of the world's capacity (the third largest in the world after the

United States (18.4%) And China (14.6%)). The level of use of the average annual capacity for primary oil refining remains high: about 92% .9

At the end of 2015, primary oil refining decreased by 2.1% to 282.7 million tons, which is 52.9% of the production level. At the same time, the depth of oil refining increased by 1.9 percentage points. To 74.2%. Production of gasoline by the end of 2015 amounted to 39.2 million tons (13.9% of the volume of primary processing), diesel fuel - 76.1 million tons (26.9%), fuel oil - 71.0 million tons (25.1% %)

Factors of decrease in volumes of processing of steel:

- optimizing the volumes of primary processing of raw materials by oil refineries while maintaining the levels and improving the quality of motor fuels produced (primarily motor gasolines) that ensure the supply of consumers to the domestic market of the Russian Federation without any shortage.

The price conjuncture in world markets was characterized by a decrease in prices for hydrocarbons. The cost of the Brent marker oil grade has decreased from \$ 56.42 to \$ 37.89 per barrel. The market was still characterized by excess supply. So, if the world demand for oil fell by 2% in 2015 to 94.7 million barrels a day, the supply of oil decreased only by 0.8% to 96.4 million barrels per day. As a result, an important signal by the end of the year was a significant reduction in investments in oil production by 24%, which in the medium term forms a deficit of capacities and the potential to restore world oil prices.

However, according to the Minister of Energy of the Russian Federation A.Novak, the total volume of investments in the fuel and energy sector in the economy exceeded 3.67 trillion rubles, during the year, investments in oil production grew by 12% to 1 trillion 210 billion rubles.

As one of the key events in the oil and gas sector in 2016, the head of the Ministry of Energy of Russia called the agreement with OPEC on voluntary restriction of oil production. Its implementation has allowed to reduce volatility in the markets, to stabilize the situation with prices at a higher level than before reaching an agreement.

1.2 Retrospective of the formation of a modern structure for the provision of equipment and technologies in the Russian oil and gas sector

The plight of domestic industry often did not allow it to adequately compete with foreign producers, which often resorted to dumping practice to conquer the market. Contributed to increasing dependence on foreign technology and outstripping Western countries' access to complex production facilities, including offshore projects. In Russia, the need for this arose later, which was one of the reasons for the technological backwardness.

As of the beginning of 2015, for a number of areas, Russian energy industry has become highly dependent on foreign companies. Some of these areas are reflected in the sanctions imposed in 2014 (Table 2).

Table 2. Key directions in which the Russian fuel and energy complex depends on imported supplies

Products and equipment	The presence of restrictions in the framework of the sanctions imposed in 2014	Influence of dependence on the fuel and energy complex
Oil industry		
Multistage hydraulic fracturing of the reservoir and other technologies for development of oil deposits of low-permeability reservoirs and dense rocks	+	Low
Equipment for deepwater offshore	+	High
Deliveries of pipeline products and pumping equipment	+	Average
Catalysts	-	High
Service of the refinery	-	Average
Supply of process equipment for secondary processes at the refinery-	-	Low
Equipment for hydraulic fracturing	-	High
Software (hydraulic fracturing, geological exploration, etc.)	-	High
Gas industry		
Deliveries of pipeline products and pumping equipment	+	Low
Equipment for deep-sea mining	+	Average
Equipment and technologies for gas processing	-	Average
Service	-	Low
Equipment for hydraulic fracturing	-	Low
Equipment for large-capacity LNG	-	High
Software (geological exploration, etc.)	-	Average

Thus, a number of directions are visible, according to which dependence on foreign suppliers is quite high with varying criticality of this influence on the industry.

The need for accelerated import substitution of some types of equipment for the oil and gas industry is not so much related to its current state as to the prospects for its development. It can be quite accurately said that the current sanctions of the European Union and the United States have practically not affected the current level of extraction and processing of hydrocarbon raw materials. However, for the terms of developing offshore and hard-to-recover reserves, sanctions can be affected. The fact is that EU and US sanctions limit the supply to Russia of technologies and equipment associated with the development of shelf deposits and "shale" oil, which is classified as unconventional reserves. In this segment, the share of imported technologies is from 50% for the development of HRR to more than 80% for the development of offshore fields. For comparison: the share of imported technologies for the development of traditional deposits is reversed and is less than 20%.

Especially sensitive is the dependence on imports for many items. So in the segment "Processing" the share of domestic equipment and components in plate heat exchangers is 38%; When liquefying natural gas, the share of Russian equipment is about 20%; Domestic technology in the production of pump and compressor equipment is also only 20%.

With regard to fracturing and directional drilling technologies, which are used both for the production of HRR in new fields and for intensification of production in old fields, the share of imported equipment here is up to 90%. In Russia, the fleet is used extensively in foreign production, but there are domestic manufacturers of equipment. According to the Ministry of Energy, in the period until 2020, the industry will need to produce 15 new hydraulic fracturing fleets annually, which must be equipped with well completion equipment and the necessary software.

Currently, when drilling wells with a horizontal end of the trunk, imported logging systems are used while drilling with a hydraulic communication channel. This, in fact, the operator's "eyes". According to our estimates, for the

implementation of electro-magnetic, neutron-density and acoustic logging of the industry, about 90 pieces of equipment are needed annually.

At present, the only LNG (liquefied natural gas) plant in the territory of the Russian Federation is operating within the Sakhalin-2 project. But by 2020 new capacities will be put in place, which will give the output of finished products in the amount of 50 million tons. Therefore, it is necessary to develop our own production of equipment used for LNG production.

Also, the share of domestic equipment on the platform is low. To date, apart from the external rigging of platforms, our production facilities are able to provide arctic-class platforms only with gas compression units. This circumstance also focuses on the organization of import substitution of equipment for the development of shelf deposits.

The analysis of the current state of production for the needs of the Ministry of Energy showed the following.

1. Russian metallurgical and machine-building enterprises can not fully close the need for organizing the material execution of modern technological processes.

2. The output of products (according to expert estimates, up to 70%) is continuing on obsolete technologies in industries that have a technical fleet of machines and equipment 20-30 years ago.

3. Enterprises located in depressed regions do not have the opportunity to attract well-trained specialists, local authorities rarely go into production problems.

4. The transition of production facilities for the production of oil and gas equipment in the composition of industrial and financial groups did not significantly change the situation, since mainly finances are controlled. From factories profits are deduced to the parent company, there is no radical technical re-equipment.

5. Until now, technical regulations and standards have not been created. Statements that in the USSR there was a remarkable base of standards and it needs to be reanimated are groundless. Standards of Soviet times were created in a policy environment that did not involve competition. The level of technologies laid down in the standards was determined by the year the standard was developed, then only

"cosmetic" changes were made to it.

6. The activity of domestic producers of technologies and equipment is undermined by the price policy of oil companies, when quality and reliability are sacrificed for the sake of low prices. The proceeds of the majority of Russian enterprises are sufficient only to maintain production without prospects for development.

7. The information closeness of oil and gas companies leads to the fact that Russian manufacturers of innovative products simply do not know about the real needs for equipment and technologies. As an example, you can lead a huge idle well stock, burning in torches of oil flares. However, companies do not disclose data that would indicate the true volume and range of required services.

8. For the reasons listed above, the samples of equipment and technologies developed by Russian enterprises find it difficult to put into production sites, and intellectual property rights are often violated.

Thus, the review performed shows that it is necessary to talk not just about the substitution process, but about organizing the management of the replacement of imported products with domestic technology and technology.

The effect of anti-Russian sanctions can be quite long. And this, of course, is an important stimulus for the development of import substitution.

In addition, the development of import substitution is facilitated by the following favorable factor - the strengthening of foreign currency in relation to the ruble. If earlier domestic equipment was inferior in price to Asian-made equipment, now the situation has changed, Russian producers have an advantage that Russian producers should take advantage of and increase their market