

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Ордена Трудового
Красного Знамени Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева
Российской академии наук

На правах рукописи

Жданеев Олег Валерьевич



ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО СУВЕРЕНИТЕТА ОТРАСЛЕЙ ТЭК
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В УСЛОВИЯХ СНИЖЕНИЯ ИМПОРТА
ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СЕРВИСНЫХ УСЛУГ

Специальность 2.8.8. Геотехнология, горные машины

Диссертация в виде научного доклада
на соискание ученой степени доктора технических наук

Москва – 2022

Диссертация в виде научного доклада выполнена в федеральном государственном бюджетном учреждении науки Ордена Трудового Красного Знамени Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева Российской академии наук.

Научный консультант:

академик РАН, доктор технических наук **Филиппов Сергей Петрович**

Официальные оппоненты:

Дробаденко Валерий Павлович

доктор технических наук, профессор, федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», кафедра геотехнологических способов и физических процессов горного производства, профессор кафедры;

Щербаков Максим Владимирович

доктор технических наук, профессор, федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Волгоградский государственный технический университет», кафедра «Системы автоматизированного проектирования и поискового конструирования», заведующий кафедрой;

Ахметова Ирина Гареевна

доктор технических наук, доцент, федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Казанский государственный энергетический университет», проректор по развитию и инновациям.

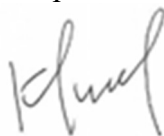
Ведущая организация – федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова», г. Москва.

Защита диссертации состоится **9.06.2023 г. в 11:00** на заседании диссертационного совета ГУ.2 Горного университета по адресу: 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я В.О. линия, д.2, ауд. № 3321.

С диссертацией в виде научного доклада можно ознакомиться в библиотеке Горного университета и на сайте www.spmi.ru.

Диссертация в виде научного доклада разослана 9.03.2023 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета



Ковальский
Евгений Ростиславович

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
Глава 1 Системный анализ ТЭК России и определение приоритетов, предпосылок и ограничений технологического развития комплекса до 2035 года'	20
1.1. Нефтегазовый комплекс.....	40
1.1.1 Добыча нефти и газа	41
1.1.2 Нефтегазопереработка и нефтегазохимия'	44
1.1.3 Определение текущих приоритетов научно-технологического развития отрасли	51
1.1.4 Перспективы нефтегазовой отрасли после 2035 г.....	60
1.2. Угольная отрасль	62
1.3. Электроэнергетика	69
1.4. Энергопереход	73
1.5. Сквозные технологии	85
1.6. Выводы по главе 1	89
Глава 2 Методологические аспекты технологического развития ТЭК России.....	92
2.1. Система управления непрерывностью ведения бизнеса для отраслей ТЭК'	96
2.2. Разработка методики расчета доли локализации для ТЭК.....	100
2.3. Разработка методики расчета индекса цифровой зрелости для отраслей ТЭК.....	104
2.4. Оптимизация взаимодействия отраслей ТЭК и ОПК России	107
2.5. Выводы по главе 2	112
Глава 3 Технологическое развитие на примере реальных проектов'.....	115
3.1. Ледостойкая мобильная буровая установка.....	115
3.2. Буровая установка 2.0	121
3.3. Метрологическое обеспечение.....	127
3.4. КНБК, испытательные полигоны.....	134
3.5. Акселерометр для скважинного оборудования	140
3.6. Немагнитные стали для компоновки низа буровой колонны	145
3.7. Твердосплавные резцы для породоразрушающего инструмента	150
3.8. Система накопления электрической энергии для бурения.....	155
3.9. Флот гидравлического разрыва пласта.....	162
3.10. Аппаратный комплекс для мониторинга уровня хлорорганических соединений	168
3.11. Интеллектуальные системы учета	172
3.12. Компоненты силовой электроники – IGBT модуль	174
3.13. Водородная энергетика	178
3.14. Улавливание, хранение и использование углекислого газа	182
3.15. Система мониторинга парниковых газов.....	187
3.16. Система мониторинга многолетнемерзлых грунтов.....	189

3.17. Высокотехнологичное машиностроительное производство	195
3.18. Выводы по главе 3	197
Глава 4 Кадровая политика в ТЭК в условиях четвертого энергоперехода	199
4.1. Ключевые вызовы и предложения по развитию кадрового потенциала в ТЭК РФ	199
4.2. Контур перспективных профессий в ТЭК РФ	200
4.3. Ключевые направления подготовки высококвалифицированных кадров	202
4.4. Предложения по закрытию кадрового дефицита в ТЭК РФ	204
4.5. Целевые ориентиры в решении кадрового вопроса в ТЭК РФ	211
4.6. Выводы по главе 4	215
Заключение	216
Список сокращений и условных обозначений	227
Список работ, опубликованных автором по теме диссертации	234
Приложение А Акт о внедрении результатов диссертационного исследования от АО «Корпорация «МИТ» по разработке и производству первого отечественного флота для проведения ГРП	243
Приложение Б Акт о внедрении результатов диссертационного исследования от ООО «НТЦ «Приводная Техника» по разработке и производству первой отечественной системы накопления электрической энергии на основе трёхуровневых инверторов для увеличения энергоэффективности и надёжности работы буровых установок для строительства нефтяных и газовых скважин	246
Приложение В Акт о внедрении результатов диссертационного исследования от ООО «ПКФ-ГазНефтеМаш» по созданию и производству отечественных утяжеленных бурильных труб из немагнитной стали для компоновки низа бурильной колонны	249
Приложение Г Протокол совещания Министерства энергетики Российской Федерации о рассмотрении актов внедрения результатов исследования	252
Приложение Д Справка от Министерства энергетики Российской Федерации	259
Приложение Е Справка от Министерства промышленности и торговли Российской Федерации	261
Приложение Ж Справка об авторском вкладе от Коллегии военно-промышленной комиссии Российской Федерации	263
Приложение И Справка об авторском вкладе от ПАО «Пермская научно-производственная приборостроительная компания»	265
Приложение К Справка об авторском вкладе от АО «Русполимет»	266
Приложение Л Справка об авторском вкладе от ФГБНУ «Технологический институт сверхтвёрдых и новых углеродных материалов»	267
Приложение М Справка об авторском вкладе от ООО НТЦ «Приводная техника»	268
Приложение Н Справка об авторском вкладе от АО «Корпорация МИТ»	269
Приложение П Справка об авторском вкладе от ООО «РЭДАЛИТ Шлюмберже»	271

ВВЕДЕНИЕ

«Мы призваны делать большое дело в большой стране и это дело мы сами первыми должны ценить и уважать и о его развитии заботиться»

П.Л. Капица

Актуальность темы исследования

Российский топливно-энергетический комплекс (ТЭК), включающий в себя нефтегазовую отрасль, угольную промышленность и электроэнергетику, в настоящее время полностью закрывает внутренние потребности экономики России в нефти, газовом конденсате, газе, угле, электроэнергии и большом количестве сопутствующих продуктов десятков производственных переделов. В тоже время текущий уровень технологического суверенитета в ТЭК России в перспективе от трёх лет недостаточен для обеспечения независимости в целом всей промышленности страны и зависит от объединения коммерческой, социальной и научной работы компаний-недропользователей, государственных и частных инжиниринговых и производственных компаний, эффективной деятельности органов законодательной и исполнительной власти.

Традиционный ТЭК является и будет в обозримом будущем базовым гарантом устойчивости российской экономики, источником энергетических ресурсов и основным заказчиком для других отраслей российской промышленности. В 2021 г. добыто 524,5 млн т газового конденсата нефти (43% поставлено зарубежным потребителям в виде сырья) и 762,8 млрд м³ газа (32% поставлено за пределы Российской Федерации), при этом проходка в бурении составила 27 млн м¹, введено 7365 новых эксплуатационных и разведочных скважин, добыто 439,5 млн т угля (51% поставлено в другие страны), выработано электроэнергии 1131,3 млрд кВт·ч (2% из которых поставлено в зарубежные страны).

Сохранение показателей добычи углеводородов на текущем уровне вместе с постепенным наращиванием доли возобновляемых источников энергии в энергобалансе страны создает условия для социально-экономического развития всей экономики России.

Россия – одновременно крупный производитель, потребитель и экспортер всех видов углеродных энергоресурсов и электроэнергии, причем 19% генерации в стране приходится на долю гидроэнергетики, 20% – на атомную энергетику и менее 1% (5,9 млрд кВт·ч в год) – на

¹ Жданев, О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации. – DOI.org/10.31897/PMI.2022.107. – Текст : электронный // Записки Горного института, 2022, № 258. С. 1061-1070.

долю нетрадиционных возобновляемых источников энергии. В российской экономике отрасли ТЭК являются основным заказчиком оборудования, материалов и программного обеспечения для многих отраслей промышленности.

За последние 8 лет значительно изменилась мировая научно-промышленная конъюнктура по отношению к топливно-энергетическому комплексу Российской Федерации, прежде всего ввиду геополитических ограничений, сдерживающих импорт в Российскую Федерацию высокотехнологичной продукции, технологий и специализированного программного обеспечения. Введен запрет на поставки оборудования для топливно-энергетического комплекса из 48 недружественных, ограничена работа на международном рынке углеводородов российских энергетических компаний, введен ряд финансовых ограничений.

В этих условиях обеспечение технологического суверенитета в отраслях ТЭК Российской Федерации, являющихся фундаментом экономики страны, становится необходимым условием его развития.

Степень разработанности темы исследования

В течение последних 20–25 лет вопросам, связанным с повышением технологической независимости ТЭК Российской Федерации, посвящено существенное количество научных исследований, включая выполненные российскими авторами (Литвиненко В.С., Филиппов С.П., Крюков В.А., Фролов И.Э., Бушуев В.В., Архипов С.О., Белоусов Д.Р., Лукичев С.В., Смирнов Д.В., Кириллов В.Н., Макаров А.А., Телегина Е.А., Карташова Н.С., Марченко Ю.О., Назарчук Е.Н., Зайцев Д.Н., Занин Г.Г., Стефанков И.О., Ампилов Ю.П., Андреева Н.Н., Митрова Т.А., Козлова Д.А., Максимов А.Л., Добровольский Ю.А., Валиуллин И.М., Дмитриевский А.Н., Шувалова Д.Г., Бочкарев О.И., Плакиткин Ю.А., Плакиткина Л.С., Выгон Г.В., Холкин Д.В., Гейфман Е.М., Фальцман В.К. и др.).

Результаты этих исследований явились теоретической основой для создания основополагающих документов стратегического планирования Российской Федерации, к числу которых относятся:

- Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года, утвержденный Приказом Минэнерго России от 21.12.2021 г. № 1436;
- Стратегия научно-технологического развития Российской Федерации, утвержденная Указом Президента Российской Федерации от 1 декабря 2016 г. № 642 «О Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации» (далее – Стратегия научно-технологического развития);

- Указ Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 г. № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» (далее – Указ Президента Российской Федерации № 204);
- Стратегия пространственного развития Российской Федерации на период до 2025 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 февраля 2019 г. № 207-р (далее – Стратегия пространственного развития);
- Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации, утвержденная Указом Президента Российской Федерации от 13 мая 2019 г. № 216 «Об утверждении Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации» (далее – Доктрина энергетической безопасности);
- Стратегия экологической безопасности Российской Федерации на период до 2025 года, утвержденная Указом Президента Российской Федерации от 19 апреля 2017 г. № 176 «О Стратегии экологической безопасности Российской Федерации на период до 2025 года»;
- Стратегия экономической безопасности Российской Федерации на период до 2030 года, утвержденная Указом Президента Российской Федерации от 13 мая 2017 г. № 208 «О Стратегии экономической безопасности Российской Федерации на период до 2030 года»;
- Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года, утвержденный на заседании Правительства Российской Федерации 22 ноября 2018 г. (далее – долгосрочный прогноз социально-экономического развития);
- Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 декабря 2018 г. № 2914-р (далее – Стратегия развития минерально-сырьевой базы);
- Стратегический прогноз Российской Федерации на период до 2035 года, одобренный на оперативном совещании Совета Безопасности Российской Федерации 22 февраля 2019 г.

С использованием основных положений данных документов разработана Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года, утвержденная правительством Российской Федерации в июне 2020 г.

В последние годы появились новые факторы, существенно осложняющие развитие и функционирование отраслей ТЭК, и которые требуют научного изучения.

В нефтяной отрасли значительное число отечественных нефтесервисных игроков не обладают собственными ресурсами по разработке высокотехнологичных решений для разведки и добычи, в частности на шельфе.

В угольной промышленности наблюдается тенденция усложнения горно-геологических и горно-технических условий разработки планируемых к выемке угольных пластов, что связано, в частности, с увеличением глубины горных работ и выборочной отработкой участков с наиболее качественными запасами. Для повышения конкурентоспособности российской угольной продукции необходима модернизация основных производственных фондов и технологий роста производительности труда, снижение издержек производства и обеспечение внедрения многофункциональных систем безопасности. Особое значение приобретают вопросы, связанные с созданием и внедрением ресурсосберегающих технологий отработки наиболее ликвидных запасов угольных месторождений на достигнутых глубинах. Так, эксплуатационные потери ликвидных запасов угля ценных марок на шахтах Кузбасса превышают 15-20%.

Доля применяемого иностранного оборудования в угольной промышленности существенно отличается от других отраслей ТЭК в среднем по отрасли превышая 70%, причём по карьерной технике зависимость в два раза больше по сравнению с шахтным оборудованием.

В электроэнергетике остаются вызовы обеспечения независимости энергетического машиностроения, электротехнической и кабельной промышленности от оборудования, сырья и комплектующих иностранного производства, создания цифровой единой доверенной среды взаимодействия субъектов электроэнергетики как основы риск-ориентированного управления стратегических энергетических объектов РФ. Требуется продолжать наращивать отечественную техническую составляющую при реализации государственных планов по внедрению интеллектуальных систем электроснабжения во всех регионах РФ до 2025 г.² Актуальным является направление работ по росту надежности предоставления услуг потребителям сетевыми компаниями-поставщиками.

Серьезную научную проблему представляет возрастающая неопределенность будущих условий для развития отраслей ТЭР России. Это требует пристального рассмотрения более широкого круга технологических направлений в энергетике. Потому кроме задач развития традиционных отраслей ТЭК, может потребоваться решение амбициозных технических и технологических задач для отечественной энергетической промышленности в рамках глобального энергоперехода по следующим направлениям: получение и использование водорода, развитие внутреннего рынка газомоторного топлива, улавливание и использование парниковых газов, создание принципиально новых типов приводов для качественного и

² Жданев, О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации. – DOI.org/10.31897/PMI.2022.107. – Текст : электронный // Записки Горного института, 2022, № 258. С. 1061-1070.

количественного увеличения энергоэффективности промышленных систем, мониторинг и стабилизация «вечной мерзлоты», занимающей более 65% территории России³, реализация технологических проектов петротермальной энергетики, которые являются наиболее сложными вызовами технических и геологических наук, промышленности.

Выполненные исследования показали, что в настоящее время к числу факторов, оказывающих существенное негативное влияние на эффективность решения задач, сформулированных в Энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 года, относятся:

- нарушение логистических цепочек поставок, реализуемых на основе межгосударственной кооперации, значительный рост стоимости ранее свободно импортируемых товаров и услуг, разрушение международного производственно-технологического и научного сотрудничества;
- усложнение, а в ряде случаев невозможность финансовых сделок на международном рынке для приобретения экономически эффективных и новых перспективных технологий;
- сложность обеспечения международных поставок комплектующих для ранее приобретенных зарубежных технологических комплексов и оборудования;
- демонтаж сложившейся глобальной системы межгосударственных отношений в области энергоресурсов;
- рост роли и ценовой стоимости перспективных технологий, обеспечивающих функционирование ТЭК;
- трудность внедрения высокотехнологичных инновационных решений, разработанных российскими учеными, что объясняется, в частности, отсутствием в последние 25–30 лет когнитивного суверенитета на уровне экономики, технологий и подготовки специалистов, а также низкой востребованностью этих разработок отечественным бизнесом.

За последние 8 лет кардинально изменились рамки функционирования отраслей топливно-энергетического комплекса, введен запрет на поставки оборудования для топливно-энергетического комплекса из 48 недружественных, но в мировом масштабе сравнительно наиболее промышленно развитых стран, ограничена работа на международном рынке углеводородов подавляющего большинства российских энергетических компаний, введен большой ряд финансовых ограничений на государственные и частные компании ТЭК.

³ Жданев, О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации. – DOI.org/10.31897/PMI.2022.107. – Текст : электронный // Записки Горного института, 2022, № 258. С. 1061-1070.

В этих условиях обеспечение технологического суверенитета в жизнеобеспечивающих отраслях ТЭК Российской Федерации является необходимым условием его развития. При этом под «Технологическим суверенитетом ТЭК Российской Федерации» понимается состояние научно-технического и промышленного развития ТЭК, при котором обеспечиваются фундаментальная и прикладная разработка, испытание, внедрение и эффективное серийное промышленное использование российских технологий и техники, достаточных для обеспечения независимости РФ от соответствующих разработок других стран в критически важных сферах.

Цель работы

Создание методологии формирования технической политики ТЭК РФ в кооперации с химической, металлургической, электронной и электротехнической промышленностью, транспортным машиностроением и авиакосмической промышленностью, обеспечивающей внедрение и промышленное использование российских технологий и техники, достаточных для обеспечения технологической независимости Российской Федерации⁴ от соответствующих иностранных разработок в критически важных сферах, а также поступательной научно-технологической экспансии российской промышленности и ТЭК в другие регионы мира, и реализация предложенной методологии в виде разработки ряда критически важных технологий для различных отраслей ТЭК.

Объектом исследования является топливно-энергетический комплекс Российской Федерации, состоящий из нефтегазовой отрасли, угольной отрасли и электроэнергетики, а также ряд смежных областей, обеспечивающих функционирование топливно-энергетического комплекса: станкостроительной промышленности, точном машиностроении, среднем машиностроении, химическая промышленность и энергетическое машиностроение.

Предметом исследования является вопрос обеспечения технологического суверенитета ТЭК Российской Федерации, под которым понимается состояние научно-технического и промышленного развития ТЭК, при котором обеспечиваются фундаментальная и прикладная разработка, испытание, внедрение и эффективное серийное промышленное использование российских технологий и техники, достаточных для обеспечения независимости РФ от соответствующих разработок других стран в критически важных сферах.

⁴ Жданев, О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации. – DOI.org/10.31897/PMI.2022.107. – Текст : электронный // Записки Горного института, 2022, № 258. С. 1061-1070.

Идея работы

Стратегию ТЭК РФ при создании, внедрении и промышленном использовании российских технологий и техники, обеспечивающих технологическую независимость РФ от соответствующих разработок других стран в критически важных областях, следует реализовывать на основе единой межотраслевой технической политики в сфере ТЭК, позволяющей потребителям технологий формировать свои приоритеты, производителям прогнозировать потенциальный спрос на их продукцию и возможные риски, науке и инжинирингу планировать актуальные программы научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ.⁵

Решаемые задачи:

- Определение приоритетов, объективных предпосылок и ограничений технологического развития отраслей ТЭК Российской Федерации на основании системного анализа фактического состояния отраслей ТЭК, тенденций их изменения и уровней импортозависимости.
- Разработка требований к логистическим цепочкам поставок технологий и оборудования, реализуемых на основе межгосударственной кооперации и международного производственно-технологического и научного сотрудничества.
- Разработка методологии обоснования технологического развития ТЭК Российской Федерации в условиях снижения импорта зарубежных технологий, оборудования и сервисных услуг.
- Определение методов и рационального уровня государственного участия при реализации проектов научно-технологического развития и инфраструктурных проектов в ТЭК.
- Обоснование основных направлений кадровой политики в ТЭК для обеспечения технологического суверенитета.
- Апробация разработанной методологии формирования технической политики ТЭК РФ на примере реализации ряда реальных проектов по созданию критически важных технологий для отраслей ТЭК.

Научная новизна

Предложена методология формирования технической политики ТЭК РФ, обеспечивающая повышение технологической независимости Российской Федерации, включающая в себя:

⁵ Жданев, О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации. – DOI.org/10.31897/PMI.2022.107. – Текст : электронный // Записки Горного института, 2022, № 258. С. 1061-1070.

- установленные зависимости приоритетов и ограничений, влияющих на технологическое развитие ТЭК Российской Федерации, от уровня снижения импорта зарубежных технологий, оборудования и сервисных услуг, учитывающие отраслевые особенности, угрозы непрерывности функционирования и возможности межотраслевой кооперации;
- целевую модель реализации научных и производственных проектов, учитывающую прогрессивные способы взаимодействия компаниями ТЭК и предприятиями ОПК, и позволяющую не только обеспечивать реализацию инновационных проектов, но и диверсифицировать производства ОПК;
- методику обеспечения непрерывности ведения бизнеса и формирования системы управления рисками для компаний ТЭК;
- методику расчета уровня локализации отечественного оборудования, технологий и программного обеспечения, позволяющую определять ключевые позиции в цепи создания стоимости товаров и услуг;
- методику расчета индекса цифровой зрелости для компаний ТЭК;
- алгоритм консолидации отраслевого спроса в ТЭК.

Разработаны и реализуются 9 критически важных технологий для отраслей ТЭК.

Подготовлены предложения и технические условия по развитию 8 новых технологических направлений в отраслях ТЭК с учетом обеспечения их технологической независимости.

Теоретическая и практическая значимость работы

- Обоснование методологии формирования стратегии ТЭК РФ при создании в кооперации с базовыми отраслями российских технологий и техники, достаточных для обеспечения технологической независимости РФ от соответствующих иностранных разработок в критически важных сферах.
- Определены приоритеты, объективные предпосылки и ограничения технологического развития отраслей ТЭК Российской Федерации.
- Обоснованы методы и уровни государственного участия при реализации проектов научно-технологического развития ТЭК, направленных на обеспечение технологического суверенитета ТЭК Российской Федерации.
- Проведена комплексная работа по созданию отраслевой технической политики ТЭК, основополагающего системного документа как детального продолжения Энергетической политики Российской Федерации до 2035 года. Описаны ключевые технологии, которые будут востребованы в долгосрочной перспективе с детальным раскрытием трендов, имеющих место в мировом и отечественном топливно-энергетических комплексах (переход к Индустрии 4.0, декарбонизация, энергоэффективность и пр.).

- Подготовлено несколько десятков отраслевых технических требований и заданий, из которых часть уже фундаментально повлияли или продолжают оказывать влияние на критерии технологического развития ТЭК в области строительства и освоения скважин, разработки и эксплуатации месторождений, освоения шельфа Арктики, нефтепереработки, силовой и микроэлектроники, специализированного программного обеспечения для ТЭК, водородной энергетики, систем дистанционного зондирования Земли в интересах ТЭК.
- По ряду проектов установлены отраслевые критерии реализуемости – подготовлены технические задания, реализованы новые технические решения, подготовлены методики испытаний оборудования и технологий, проведены полевые и заводские испытания, в числе которых немагнитная сталь для нужд нефтегазовой отрасли, флот для гидроразрыва пластов, система накопления электрической энергии, скважинный акселерометр, проект интеллектуального завода для производства комплектующих центробежных насосов, аппаратный комплекс для мониторинга уровня хлорорганических соединений, специализированный IGBT-модуль для силовой электроники.
- В рамках системной работы по диверсификации производственных мощностей оборонно-промышленных предприятий в интересах электроэнергетических, нефтегазовых, нефтесервисных и угольных компаний разработан и реализован алгоритм проведения выездных мероприятий на производственных объектах для реализации совместных проектов компаний ТЭК и предприятий ОПК.⁶

Получено 3 акта внедрения результатов диссертационного исследования:

- от АО «Корпорация «МИТ» по разработке и производству первого отечественного флота для проведения операций гидравлического разрыва пласта (Приложение А);
- от ООО «НТЦ «Приводная Техника» по разработке и производству первой отечественной системы накопления электрической энергии на основе трёхуровневых инверторов для увеличения энергоэффективности и надёжности работы буровых установок для строительства нефтяных и газовых скважин (Приложение Б);
- от ООО «ПКФ-ГазНефтеМаш» по созданию и производству отечественных утяжеленных бурильных труб из немагнитной стали для компоновки низа бурильной колонны (Приложение В).

⁶ Жданев, О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации. – DOI.org/10.31897/PMI.2022.107. – Текст : электронный // Записки Горного института, 2022, № 258. С. 1061-1070.

Решением Министерства энергетика Российской Федерации, обозначенным в Протоколе совещания о рассмотрении актов внедрения результатов исследования от 22 декабря 2022 года № ПС-362пр под председательством Певрого заместителя Министра энергетика Российской Федерации П.Ю. Сорокина (далее – Протокол), результаты исследований автора по проектам АО «Корпорация «МИТ», ООО «НТЦ «Приводная Техника» и ООО «ПФК-ГазНефтеМаш» признаны существенными для развития топливно-энергетического комплекса, решения актуальных задач, стоящих перед нефтегазовой отраслью, и созданию передовых образцов оборудования и технологий (Приложение Г). Также решением Протокола Департаменту нефтегазового комплекса Минэнерго России рекомендовано использовать результаты исследований автора в текущей деятельности в рамках компетенций.

От Министерства промышленности и торговли, Министерства энергетики, коллегии Военно-промышленной комиссии Российской Федерации получены справки об использовании результатов и методологии, разработанных в диссертации (Приложения Д-Ж).

Результаты, полученные в рамках диссертационного исследования, были использованы при разработке нормативно-правовых актов и документов стратегического характера Правительства Российской Федерации, Министерства энергетики Российской Федерации и Министерства промышленности и торговли Российской Федерации, в том числе:

- Энергетической стратегии России на период до 2030 года;
- BRICS Energy Technology Report;
- Федерального проекта «Чистая энергетика»;
- Федерального проекта «Технологии освоения трудноизвлекаемых углеводородов»;
- Концепции по развитию производства и использования электрического транспорта в Российской Федерации на период до 2030 года;
- Концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации;
- Технологической стратегии развития водородной отрасли до 2035 года;
- Комплексной программы развития отрасли низкоуглеродной водородной энергетики в Российской Федерации;
- Плана мероприятий «развитие водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года»;
- Формировании Перечня инициатив социально-экономического развития до 2030 г.;
- Генеральной схемы развития нефтяной отрасли до 2035 г.;
- Постановлении Правительства №109 «Об утверждении Правил предоставления из федерального бюджета субсидий российским организациям на финансовое обеспечение

части затрат на создание научно-технического задела по разработке базовых технологий производства приоритетных электронных компонентов и радиоэлектронной аппаратуры»;

- Постановлении Правительства №719 «О подтверждении производства промышленной продукции на территории Российской Федерации» в рамках внедрения балльной системы оценки для продукции по ОКПД 26.51.63.130 «Счетчики производства или потребления электроэнергии».
- А также при создании и работе Индустриальных центров компетенций «Нефтегаз, нефтехимия и недропользование» и «Электроэнергетика», работе Рабочей группы по вопросам цифровой трансформации угольной промышленности при Совете по цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса, создании и определении приоритетов работы АНО «Аппаратно-программные комплексы и системы управления в ТЭК», создании технического комитета по стандартизации №239 «Улавливание, транспортирование и хранение углекислого газа».

Методология и методы исследований

При проведении исследований использован системный подход к изучению проблемы обеспечения технологического суверенитета отраслей ТЭК, включающий анализ данных о фактическом состоянии нефтегазовой, угольной, электроэнергетической и других смежных отраслей; методы прогноза перспектив развития отраслей с учетом динамики спроса на продукцию ТЭК; анализ состояния и изменений сырьевой базы, связанный с первоочередной выемкой наиболее ликвидных запасов месторождений и изменением горно-геологических условий их разработки; вызовов, стоящих перед высшим образованием при подготовке специалистов; методы цифровой обработки статистических данных.⁷

Положения, выносимые на защиту

Предложенная и реализованная автором методология формирования технической политики в отраслях ТЭК РФ в целях обеспечения ими технологического суверенитета в условиях введения жестких санкционных ограничений, в том числе:

1) методика расчета уровня локализации оборудования, услуг и программного обеспечения, используемая для отраслей топливно-энергетического комплекса России, позволяющая постатейно учитывать основные факторы, влияющие на формирование стоимости

⁷ Жданев, О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации. – DOI.org/10.31897/PMI.2022.107. – Текст : электронный // Записки Горного института, 2022, № 258. С. 1061-1070.

оборудования, услуг и специализированного программного обеспечения, а также оценивать уровни технологической зависимости Российской Федерации от других стран мира;

2) алгоритмы взаимодействия крупных предприятий ОПК с компаниями ТЭК при реализации проекта создания высокотехнологичного оборудования от технической идеи до серийного образца, позволяющие: исключить типовые риски взаимодействия ОПК с ТЭК на системной основе, уменьшить критический путь реализации проектов, повысить качество и количество совместных проектов ОПК–ТЭК;

3) модель взаимодействия топливно-энергетических комплексов стран БРИКС, позволяющая обеспечить непрерывность функционирования предприятий ТЭК Российской Федерации в условиях сокращения импорта оборудования, технологий и сервисных услуг;

4) методика расчета индекса цифровой зрелости для компаний ТЭК, разработанная на базе синтеза индексов Smart Industry Readiness Index («SIRI») и «Industry 4.0 Readiness Index», внедрение которой должно способствовать ускорению цифровизации отраслей ТЭК и повышению на этой основе их эффективности и конкурентоспособности;

5) принципы формирования технической политики ТЭК РФ с учетом определяющей роли государства при решении вопросов, связанных с опережающей подготовкой кадров, которые позволяют осуществлять развитие необходимых компетенций и своевременную подготовку в достаточном количестве высококвалифицированных кадров специалистов для достижения целей энергетической стратегии ТЭК.

Научно-технологические и научно-организационные разработки и предложения по обеспечению технологического суверенитета в следующих областях:

1) В области строительства скважин на нефть и газ:

Созданные под научным руководством и при непосредственном участии автора научно-технические предложения, обеспечивающие разработку новых и совершенствование известных технологий бурения разведочных и добычных скважин, включая акселерометры для модуля инклинометрии роторно-управляемых систем; отечественную немагнитную сталь для компоновки низа бурильной колонны; твердосплавные резцы для породоразрушающих инструментов; пилотную систему накопления электрической энергии для нефтегазовых производственных объектов.

2. В области создания оборудования для разработки нефтегазовых месторождений;

Разработанный автором комплекс организационных мероприятий, включающий обоснование модели спроса, отраслевых технических спецификаций и методик испытаний, методов технического аудита со стороны федерального органа исполнительной власти, принципов ускоренного внедрения в пилотную эксплуатацию, позволяет разрабатывать и реализовывать сложные инновационные технические решения для отраслей ТЭК, к числу

которых относится созданный при непосредственном участии автора отечественный (степень локализации более 80%) комплекс для проведения гидроразрыва пласта на 105 МПа, обеспечивающий достижение параметров, необходимых для разработки трудноизвлекаемых нефтегазовых ресурсов России, с возможностью обеспечения большеобъемного высокорасходного гидроразрыва пласта без привлечения дополнительного оборудования.

3. В области развития водородных технологий:

Обеспечение непрерывного функционирования и дальнейшего совершенствования существующей инфраструктуры получения и использования водорода, создание конкурентного внутреннего рынка водородных технологий, способствующего формированию международной кооперации и обеспечивающего приоритет отечественных разработок, достигаются при использовании разработанной при непосредственном участии автора Технологической стратегии развития водородной отрасли на территории Российской Федерации, учитывающей основные достижения и перспективные направления развития прорывных технологий в отраслях ТЭК.

4. В области развития технологий улавливания и использования диоксида углерода:

Использование разработанных автором методов проведения анализа процессов обеспечения непрерывности ведения бизнеса позволяет создать эффективные российские технологии и инфраструктуры крупнотоннажной транспортировки и хранения диоксида углерода, том числе обосновать комплекс первоочередных требований к методам мониторинга фактических объемов поглощения, закачки и полезного использования CO₂.

5. В области технологий, используемых в криолитозоне:

Реализация разработанных при непосредственном участии автора методических рекомендаций к методам проведения государственного межведомственного и регионального мониторинга многолетнемерзлых грунтов на критических объектах ТЭК позволяют обеспечить адаптацию энергетических объектов и инфраструктуры к повышению температуры и последующей неизбежной деградации многолетнемерзлых грунтов.

Степень достоверности и апробация результатов

Степень достоверности выводов и рекомендаций обеспечивается применением при проведении исследований системного подхода к изучению проблемы обеспечения технологического суверенитета отраслей ТЭК, значительным объемом проанализированных данных о фактическом состоянии отраслей и перспективах их развития с использованием современных методов анализа, а также цифровых методов обработки данных.

Результаты исследований докладывались и получили положительную оценку на таких международных и российских конференциях, как: Российская энергетическая неделя (2018-

2022), Промышленно-энергетический форум TNF (2018-2022), SPE Russian Petroleum Technology Conference 2017-2021, SPE Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition 2011, 2021 United Nations Climate Change Conference, конгресс «Диверсификация ОПК» в рамках Международного военно-технического форума «Армия-22», Международный форум «Микроэлектроника (2020-2021)», XI Петербургский международный газовый форум (2022), Дальневосточный энергетический форум «Нефть и газ Сахалина (2020-2022)», ministerial thematic forums for the High-Level Dialogue On Energy (2021), international conference RD20 (Saudi Arabia 2020), конференция «Промышленные системы накопления и хранения электроэнергии» (2021), научно-практическая конференция им. В.В. Лаптева «Новая техника и технологии для трудноизвлекаемых запасов углеводородов» (2020-2022), Ямальский нефтегазовый форум (2021, 2022), XX Отраслевая научно-техническая конференция радиоэлектронной промышленности (2022), Международная конференция «Водород России и СНГ» (2021), Международная конференция по водородной энергетике H2CON (2021), Международный промышленный форум «Интеллект машин и механизмов» 2021, конференция «Инвестиционные проекты в области поиска, разведки и разработки нефтегазовых месторождений. Новые технологии. Прогноз и направления развития минерально-сырьевой базы» (2022), Общероссийская научная конференция в рамках года науки и технологий «Вектор Будущего: фронтальные научные исследования и технологии искусственного интеллекта цели (2021)», Межотраслевой форум ОПК-ТЭК (2021), Инновационный саммит hi-tech лидеров в ТЭК, ITECH ENERGY SUMMIT (2022), национальный нефтегазовый форум (2017-2022), RENWEX: Возобновляемая энергетика и электротранспорт (2021), конференция «Научно-технологическое развитие и импортозамещение в ТЭК» (2020-2022).

Автор является представителем России в Technical Working Group 4: Innovation, Technology and Data в рамках United Nation High-level Dialogue on Energy, членом технических комитетов по стандартизации №29 и №239, входит в состав научно-технического совета по развитию нефтегазового оборудования при Министерстве промышленности и торговли Российской Федерации, экспертом экспертного совета по подготовке и обеспечению председательства Российской Федерации в объединении БРИКС, членом межведомственной рабочей группы коллегии военно-промышленной комиссии Российской Федерации по диверсификации и развитию рыночных механизмов в организациях оборонно-промышленного комплекса в целях импортозамещения и реализации национальных проектов, членом экспертно-технического совета ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», членом экспертного совета при комитете Государственной Думы Федерального Собрания Российской Федерации по энергетике.

Личное участие автора в получении научных результатов

В диссертационной работе представлены данные научных исследований, осуществленных лично или при непосредственном участии автора. Личный вклад автора в диссертацию заключается в выборе направления, постановке целей и задач, обосновании используемых технологических решений, непосредственной разработке методологий и моделей, проведении расчетов и испытаний, обработке, анализе и обобщении полученных результатов, формировании научно-технических коллективов для выполнения работ по созданию новых образцов отечественного оборудования и техники. В большинстве работ соискатель является автором-корреспондентом.

Публикации по работе

Результаты диссертации в достаточной степени за последние 10 лет освещены в 71 печатной работе, в том числе в 2 монографиях, в 36 статьях - в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus (кроме того в 1 непроиндексированной статье), в 11 статьях - в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук (далее – Перечень ВАК). Получено 18 патентов.

Рекомендации по использованию результатов диссертации

Результаты диссертационной работы могут быть рекомендованы для использования при разработке нормативно-правовых актов и документов стратегического характера федеральными органами исполнительной власти Российской Федерации для достижения технологического суверенитета и научно-технологического развития отраслей ТЭК.

Созданные образцы оборудования (система накопления энергии, немагнитная сталь для скважинного применения, флот для проведения гидравлического разрыва пласта, резцы для бурового инструмента) могут быть рекомендованы для использования при разработке трудноизвлекаемых запасов углеводородов на территории Российской Федерации.

Разработанная технологическая стратегия развития водородной отрасли может быть использована для определения ключевых приоритетов развития науки и техники по этому направлению.

Структура и объем доклада

Доклад состоит из введения, четырех глав, заключения, списка сокращений и библиографического списка, содержит 271 страницу машинописного текста, 46 рисунков, 4 таблицы, список работ, опубликованных по теме диссертации, из 89 наименований и 13 приложений на 29 страницах.

Глава 1 Системный анализ ТЭК России и определение приоритетов, предпосылок и ограничений технологического развития комплекса до 2035 года^{8,9}

В текущей версии Энергетической стратегии Российской Федерации поставлены задачи по поддержанию добычи нефти и газового конденсата на уровне 490–555 млн т в период до 2035 года. Для выполнения данной задачи критически важно вовлечение ТРИЗ углеводородного сырья в активную разработку, обеспечение развития центров добычи нефти и газа в экстремальных климатических и географических условиях: на севере Европейской части страны, в Прикаспийском регионе, в Восточной Сибири, на шельфе Арктических морей. Также государством заложен целевой ориентир повышения КИН с текущего условно среднего значения 25% до 40% к 2035 году, без учета трудноизвлекаемых запасов. Для примера в СССР КИН составлял 41%. При этом предполагаемая доля ТРИЗ в общем объеме нефтегазовых запасов на май 2022 г. превышает 66%, при этом 52% из них с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Следовательно, задача создания и развития отечественных технологических решений для промышленной разработки ТРИЗ становится безотлагательной.

Нефтеперерабатывающей отрасли в рамках государственно-частного партнерства в ближайшие 5-10 лет предстоит масштабная модернизация в общей сложности 21 завода – реконструкция 50 технологических установок вторичной переработки нефти, вспомогательных установок и объектов общезаводского хозяйства. Данную работу можно в значительной мере осуществить силами отечественных разработчиков и производителей, но ряд технологических процессов в РФ, таких как гидрокрекинг, паровая конверсия метана для производства водорода и гидроочистка сырья до сих пор не освоены.

Требуется продолжение усилий для создания собственной отрасли по производству и обслуживанию терминалов сжиженного природного газа, газозовов, ввиду существующих и потенциальных ограничений по поставкам трубопроводного газа¹⁰.

⁸ Жданев, О. В. Системный подход и понимание приоритетов потребителя – основа эффективного технологического развития. – DOI 10.22184/1992-4178.2020.199.8.10.16. – Текст : электронный // Электроника: наука, технология, бизнес, 2020, № 8 (199). С. 10-17.

⁹ Жданев, О. В. Техническая политика нефтегазовой отрасли России: задачи и приоритеты / О.В. Жданев, В.С. Чубоксаров. – DOI 10.46920/2409-5516_2020_5147_76 – Текст : электронный // Энергетическая политика. – 2020. – №. 5 (147). – С. 76-91.

¹⁰ Жданев, О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации. – DOI.org/10.31897/PMI.2022.107. – Текст : электронный // Записки Горного института, 2022, № 258. С. 1061-1070.

В угольной отрасли в последние 5–10 лет наметились тенденции усложнения горно-геологических условий разработки существующих и планируемых к разработке угольных разрезов, необходимость модернизации основных фондов и широкого внедрения в отрасль многофункциональных систем безопасности. При этом зависимость от иностранного оборудования на карьерах и шахтах значительно выше, чем в электроэнергетике и нефтегазовой промышленности.

В электроэнергетике остаются вызовы обеспечения независимости энергетического машиностроения, электротехнической и кабельной промышленности от оборудования, сырья и комплектующих иностранного производства, создания цифровой единой доверенной среды взаимодействия субъектов электроэнергетики как основы риск-ориентированного управления стратегических энергетических объектов РФ. Требуется продолжать наращивать отечественную техническую составляющую при реализации государственных планов по внедрению интеллектуальных систем электроснабжения во всех регионах РФ до 2025 г.¹¹ Актуальным является направление работ по росту надежности предоставления услуг потребителям сетевыми компаниями-поставщиками.

Кроме традиционных отраслей энергетики, стоят амбициозные технические и технологические задачи для отечественной энергетической промышленности в рамках глобального энергоперехода по следующим направлениям: получение и использование водорода, развитие внутреннего рынка газомоторного топлива, улавливание и использование парниковых газов, создание принципиально новых типов приводов для качественного и количественного увеличения энергоэффективности промышленных систем, петротермальная энергетика, мониторинг и стабилизация «вечной мерзлоты», занимающей более 65% территории России¹² (рисунок 1).

¹¹ Жданеев, О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации. – DOI.org/10.31897/PMI.2022.107. – Текст : электронный // Записки Горного института, 2022, № 258. С. 1061-1070.

¹² Жданеев, О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации. – DOI.org/10.31897/PMI.2022.107. – Текст : электронный // Записки Горного института, 2022, № 258. С. 1061-1070.



Рисунок 1 – ТЭК до 2035 г., приоритеты и риски

В настоящее время практически введен запрет на поставки оборудования для топливно-энергетического комплекса из 48 недружественных, но промышленно развитых стран (рисунок 2), ограничена работа на международном рынке углеводородов подавляющего большинства российских энергетических компаний, введен большой ряд финансовых ограничений на государственные и частные компании ТЭК.

Отечественные промышленные компании, производители оборудования, сервисные компании и непосредственно разработчики недр испытывают сложности из-за нарушений логистических цепочек поставок, значительного роста стоимости ранее свободно импортируемых товаров и услуг в рамках большого ряда проектов, реализуемых на основе промышленной кооперации, разрушения международного производственно-технологического и научного сотрудничества.

Показательно, что Россия, входящая в тройку мировых производителей энергоресурсов, тратит на НИОКР значительно меньше других промышленно развитых стран. По данным Росстата, объем вложений в энергетические НИОКР в стране за 2020 г. составил 140 млрд руб. (1,7 млрд долл. по среднему курсу за 2020 г.). В среднем за последние 10 лет затраты государства на науку стабильно находятся в районе 1% от ВВП, что на несколько пунктов ниже стран в первой тридцатке Глобального инновационного индекса 2021 г.

Большинство промышленных потребителей в мире испытывают аналогичные проблемы – объединение БРИКС способно трансформировать данное положение дел в свою пользу и в целом всего мира за счет собственных значительных производственных мощностей и кадрового потенциала: крупных секторов нефтегазового, энергетического машиностроения, нефтесервиса

в России, Китае и Бразилии, цифровых компетенций Индии, развитой угольной промышленности ЮАР, электроэнергетики и энергетических ресурсов Аргентины и технологий в нефтегазопереработке и нефтегазохимии Ирана.¹³

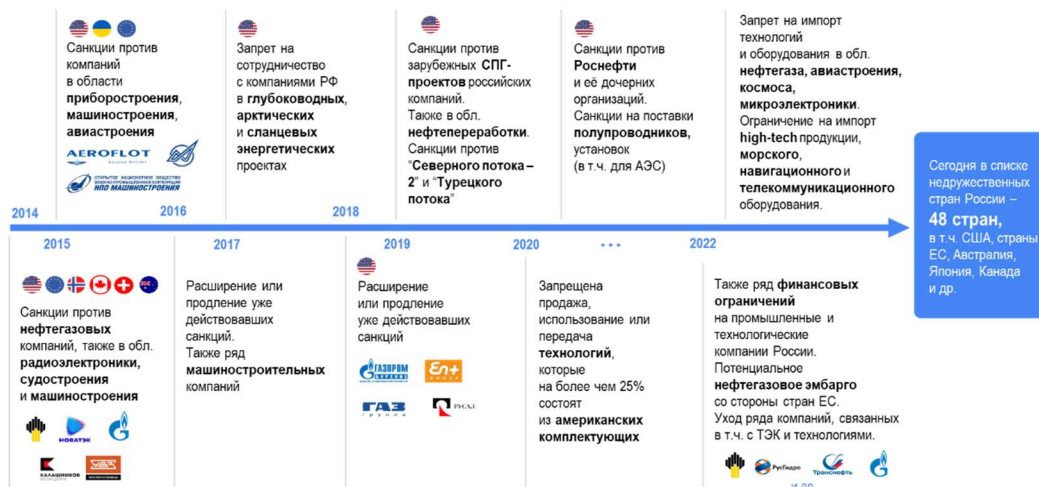


Рисунок 2 – Хронология санкционных ограничений

В 2021 г. нами проведены отраслевые опросы 50 крупнейших компаний ТЭК России из нефтегазовой, электроэнергетической и угольной отраслей, призванные отразить основные технологические потребности каждой отрасли, а также планы технологического развития предприятий с разделением по временным периодам вплоть до 2035 г., возможность импортозамещения по основным инновационным направлениям и готовность предприятий к технологическому сотрудничеству. Компаниям было предложено оценить 900 технологий по всем традиционным направлениям ТЭК и выбрать наиболее актуальные технологии декарбонизации, в том числе в области водородной энергетики. По результатам опроса 80% компаний ТЭК не рассматривают технологии как необходимую составляющую коммерческого успеха. Отсутствие экономической мотивации у корпораций к инновациям, монопольная позиция в соответствующем сегменте рынка не требуют интенсивных инвестиций в инновации¹⁴ (рисунок 3).

¹³ Жданеев, О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации. – DOI.org/10.31897/PMI.2022.107. – Текст : электронный // Записки Горного института, 2022, № 258. С. 1061-1070.

¹⁴ Жданеев, О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации. – DOI.org/10.31897/PMI.2022.107. – Текст : электронный // Записки Горного института, 2022, № 258. С. 1061-1070.

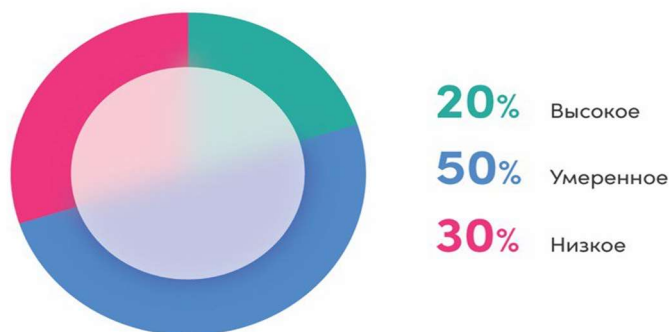


Рисунок 3 – Результат опроса 2021 г.:

«Какое влияние окажет внедрение новых технологий на ваше предприятие?»

Также почти 80% компаний ТЭК не считают возможным разрабатывать высокотехнологичные решения совместно с российскими партнерами в виде академических институтов, университетов, институтов развития, изначально призванных быть в авангарде технологического развития, генерировать, объединять и развивать новые инновационные технологические решения. При разработке новых технологий наибольший интерес предприятия проявляют к совместной работе непосредственно с разработчиками оборудования в рамках совместных предприятий или консорциумов (рисунок 4).

Доля России в общем объеме мирового рынка высокотехнологичной продукции составляет менее 0.3%. Это говорит о том, что текущая модель экономики нуждается в современном конкурентном механизме, стимулирующем инновации¹⁵ в широком масштабе.

Так, в Global Innovation Index 2020 Россия находится на 45-м месте в мире и на 29-м в Европе. В первой тройке находятся Швейцария, Швеция и США, за ними следуют азиатские страны: Южная Корея на 5-м, Сингапур на 8-м, Китай на 12-м, Япония на 13-м месте. В первой двадцатке присутствует одна страна Ближнего Востока – Израиль (15-е место). Отстают крупные динамично развивающиеся экономики с низким и средним уровнем дохода, среди которых Турция (41-е место), Индия (46-е место), Мексика (55-е место), Бразилия (57-е место), Иран (60-е место), Южная Африка (61-е место), Саудовская Аравия (66-е место) и Индонезия (87-е место).

¹⁵ Жданеев, О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации. – DOI.org/10.31897/PMI.2022.107. – Текст : электронный // Записки Горного института, 2022, № 258. С. 1061-1070.



Рисунок 4 – Результат опроса: «С кем ваша компания готова сотрудничать в развитии технологий?»

Сейчас основная задача крупных компаний ТЭК в рамках выстроенной рыночной модели экономики – осуществление бизнес-процессов на основе оперативно найденных или чаще уже существующих решений, а также использование услуг зарубежных сервисных компаний для проведения критически важных видов работ. Каждая крупная компания ТЭК из более чем тридцати в нефтегазовой отрасли, электроэнергетике и угольной отрасли имеет собственный полноценный научно-технологический блок, где заняты научные сотрудники, зачастую лучшие кадры, перешедшие из РАН, разработчики оборудования и программного обеспечения, конструкторы и, как правило, существуют опытные и серийные производства. Но данные научно-технологические блоки компаний, каждый из которых сравним по численности с РАН, между собой почти не взаимодействуют. В границах одной компании невозможно обеспечить решение государственных многопрофильных научно-технологических задач.

На государственном уровне в России основные усилия сосредоточены на импортозамещении уже созданных и применяемых технологий, а также на предоставлении различных налоговых льгот и преференций в минерально-ресурсном секторе экономики в связи с ухудшением качества традиционной ресурсной базы. В целях импортозамещения существует широкий ряд разрозненных, зачастую не связанных внутри структуры федеральных органов исполнительной власти, государственных мер поддержки научно-технического развития отдельных отраслей.

Ключевая цель ТЭК России при этом заключается в кооперации с химической, металлургической, электронной и электротехнической промышленностью, транспортным машиностроением и авиакосмической промышленностью – оперативное обеспечение

технологического суверенитета за счет научно-технического развития, совершенствования и расширения производственных возможностей.

Традиционный ТЭК является и будет являться основой поставленной цели, прежде всего будучи финансовым гарантом работы экономики – основным заказчиком для большинства отраслей промышленности и в то же время источником энергетических ресурсов. Достижение технологического суверенитета в ТЭК обеспечит технологический суверенитет всей экономики страны на ближайшие несколько десятилетий за счет создания и широкого внедрения отечественных инновационных технологий, на основе соответствующих прикладных научно-технологических разработок и результатов фундаментальных исследований в нефтегазовой отрасли, электроэнергетике, атомной и угольной отраслях, в том числе во всей горно-обогатительной промышленности. Постепенная трансформация традиционных технологий будет ключевым драйвером практической поэтапной реализации энергоперехода в России до 2060 г.¹⁶

Для достижения технологического суверенитета в секторе upstream для России, как и для большинства стран мира – ведущих поставщиков УВ, важно практическое, а не номинальное увеличение ряда показателей по всем направлениям ТЭК.

Самые явные показатели сектора upstream нефтегазовой отрасли¹⁷ – сохранение уровня добычи нефти на уровне не менее 490 млн т в год (2021 г. – 524,5 млн т) до 2035 г., увеличение уровня добычи газа до 850 млрд м³ в год (2021 г. – 762,8 млрд м³). Достижение данных минимальных цифр в геологоразведке возможно за счет роста уровня разведанности перспективных территорий для поддержания или увеличения добычи УВ. Прежде всего, это касается Восточной Сибири, Дальнего Востока, шельфов арктических и дальневосточных морей. Так, во всех без исключения морях Арктики и Дальнего Востока плотность сейсморазведки должна превысить минимальный показатель 0,5 км/км², необходимый для перехода к поисково-оценочному, послеразведочному бурению.

Для решения задач геологоразведки к 2035 г. должны появиться национальные специализированные системы дистанционного зондирования Земли, комплексы

¹⁶ Жданев, О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации. – DOI.org/10.31897/PMI.2022.107. – Текст : электронный // Записки Горного института, 2022, № 258. С. 1061-1070.

¹⁷ upstream – один из трех секторов нефтегазовой отрасли, включающий несколько направлений работ: от геологоразведки абсолютно не изученной местности, строительства различных по назначению скважин параллельно с созданием инфраструктуры, вводом газовых и нефтяных скважин в эксплуатацию, целых кустовых площадок, месторождений, сбором углеводородов, последующей их первичной очисткой и разделением на месторождении.

геологоразведки, созданные на принципах «зеленой сейсмики», отечественный комплекс для сейсморазведки с минимальным экипажем и поисково-оценочного бурения, ледостойкие буровые комплексы для расширения сезона или круглогодичного разведочного бурения, в перспективе эксплуатационного бурения, специализированное программное обеспечение для обработки и интерпретации данных геологоразведки.

Увеличение коэффициента извлечения нефти разрабатываемых месторождений со средних 25% по стране до 40%, создание фундаментальной и практической базы по разработке трудноизвлекаемых запасов нефти и газа невозможны без создания цифровых высокоавтоматизированных буровых установок, отечественных технологий и скважинного оборудования для экономически оправданного строительства эксплуатационных скважин глубиной от 4000 до 7000 м по вертикали, отечественного флота для гидроразрыва пласта на 1000 атм со скоростью закачки до 24 м³/мин, без появления национальной метрологической службы в сфере геофизических исследований.

В секторе midstream нефтегазовой отрасли¹⁸ наиболее значимая цель заключается в достижении объема производства СПГ не менее 100 млн т к 2035 г. преимущественно за счет отечественных технологий и оборудования, включая компрессоры большой мощности, жидкостные детандеры-генераторы, установки осушки газа, криогенных насосов, теплообменников, низкотемпературных сталей подшипников для криогенных сред, газотурбинные приводы мощностью более 32 МВт.

Кратно необходимо нарастить количество газозовозов, обслуживающих российские проекты СПГ с текущих 30 единиц, из которых только три принадлежат российским компаниям. Средний российский типовой танкер-газовоз к 2035 г. должен иметь грузоподъемность не менее 200 тыс. м³ СПГ и ледовый класс Arc 7, систему управления, построенную на отечественных компонентах силовой электроники.

В секторе downstream нефтегазовой отрасли¹⁹ целевыми показателями являются общий объем перерабатываемой нефти в стране не менее 210 млн т, глубина переработки нефти и индекс Нельсона, показывающий степень технологичности предприятий. На сегодняшний день средняя глубина переработки в России равна 82,1%, а индекс Нельсона составляет в среднем

¹⁸ midstream – один из трех секторов нефтегазовой отрасли, включающий транспортировку нефти и газа с месторождения до конечных потребителей, нефтегазоперерабатывающих и нефтегазохимических предприятий; зачастую в данный сектор включают производство, хранение и транспортировку сжиженных газов, а также топливные и газораспределительные сети.

¹⁹ downstream – один из трех секторов нефтегазовой отрасли, включающий нефтегазоперерабатывающие и нефтегазохимические производства всех переделов.

5,29 по стране, для примера в США данный показатель равен 13,8. Практическое повышение целевых показателей безальтернативно возможно за счет введения в эксплуатацию в России новых технологичных установок вторичной переработки: гидрокрекинг, замедленное коксование, алкилирование, изомеризация, получение ароматических углеводородов, производство масел и др. Для создания установок в России должны появиться технологии парового риформинга метана, гидрокрекинга, гидроочистки, каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора, производства присадок к бензинам и маслам. Отечественная отрасль нефтегазового машиностроения должна освоить производство ключевого насосного и компрессорного оборудования, реакционных печей, запасных частей к эксплуатируемым установкам.

В нефтехимическом комплексе России ожидается рост объемов производства нефтегазохимического сырья по отношению к 2020 г. с 43,7 до 58,5 млн т, доля его переработки предприятиями нефтехимической промышленности должна увеличиться до 29,6%, что позволит увеличить выпуск крупнотоннажных полимеров с 7,0 до 8,9 млн т, в том числе полиэтилена с 3,0 до 4,6 млн т, полипропилена с 1,9 до 2,1 млн т, полиэтилентерефталата с 0,6 до 0,7 млн т. Первоочередные технологии, которые требуются в стране, – пиролиз, дегидрирование, полимеризация.

В России планируется поддержание установленной мощности электростанций в энергосистемах в период до 2024 г. на уровне 254 ГВт, а в период до 2035 г. – в диапазоне 251–264 ГВт. При этом главными целевыми показателями научно-технологического развития отрасли электроэнергетики до 2035 г. являются индекс средней продолжительности отключений по системе (SAIDI) на уровне 2,23 ч, индекс средней частоты отключений по системе (SAIFI) на уровне 0,85 единицы, снижение экономически обоснованных затрат на производство 1 кВт·ч электрической энергии на территориях децентрализованного электроснабжения на 17% в сравнении с 2018 г., а также уровень потерь электрической энергии в электрических сетях не более 7,3%.

В целях повышения надежности и качества, снижения издержек и вредных выбросов генерирующих объектов теплоэлектростанций до 2032 г. должна быть проведена замена основного оборудования более чем на 40 ТВт тепловых мощностей. При этом на газовых теплоэлектростанциях за счет газотурбинных установок мощностью от 25 до 160 МВт и выше с высокой степенью локализации, на угольных теплоэлектростанциях посредством когенерационных паротурбинных установок с высоким КПД при работе в летнем режиме. С целью повышения надежности, а также энергетической и экономической эффективности электроснабжения территории с низкой плотностью электрических нагрузок и электрических сетей получают развитие технологии распределенной генерации, в том числе создание

микротурбин мощностью от 30 кВт до 1 МВт, электрогенерирующих установок на базе возобновляемых источников энергии и системы накопления энергии.

Расширение промышленного использования СНЭ перспективно за счёт объектов автономного электроснабжения ТЭК, изолированных энергосистемах с распределенной генерацией и в микроэнергосистемах. По мере отработки технологии СНЭ при неизбежном снижении себестоимости систем накопления будут активно востребованы и в «большой» энергетике. К 2025 г. ожидается создание внутреннего рынка СНЭ порядка 8 млрд долл. США в год, к 2030 г. – ввод в эксплуатацию СНЭ мощностью свыше 10 ГВт, к 2035 г. должно быть построено минимум три «гигафабрики» по производству инновационных аккумуляторных ячеек со 100% степенью локализации по сырью.

В угольной отрасли к 2035 г. планируется увеличение добычи минимум до 485 млн т с текущих 438 млн т. При этом на российском рынке должны появиться ряд компаний-разработчиков и производителей оборудования для шахтной добычи и прежде всего тяжелой карьерной техники для открытой разработки на газoeлектрических приводах с системами накопления энергии, безлюдных шахтных добычных комплексов, подавляющее большинство шахт должны быть обеспечены многофункциональными системами безопасности. На развитие угольной отрасли существенное влияние оказывает климатическая повестка, к которой должны быть адаптированы технологические процессы отрасли. Должны появиться серийные производства экологически чистого бездымного и климатически низкоэмиссионного топлива, в частности бездымные угольные брикеты на основе кокса, полукокса, абсорберов, широкой гаммы химических продуктов с высокой добавленной стоимостью, которые могут составить конкуренцию топливным продуктам из нефти и природного газа. Необходимо также активное внедрение технологий улавливания и последующего захоронения углекислого газа. Кроме того, в целях охраны окружающей среды может быть налажено производство и использование сорбентов из бурого и каменного угля.

Разработаны и внедрены более 75% угольных работающих и переведенных на газ теплоэлектростанций, серийные технологии переработки золошлаковых отходов электростанций для целей народного хозяйства, что позволит предотвратить накопление отходов зачастую в пределах городских поселений, а в последующем перейти к их сокращению и рекультивации освобождаемых земель.

На все отрасли ТЭК России без исключения самое масштабное негативное влияние в течение 30–80 лет может оказать растепление «вечной мерзлоты» – криолитозоны, занимающей более 65% территории России. Около 10% площади вечной мерзлоты в России по прогнозам растает к 2050 г., а к 2100 г. эта доля приблизится к 50% в зависимости от изменения климата. Предположительно большое количество метана, ускоряющего потепление, будет выделяться из

вечной мерзлоты, чтократно может перекрыть все мировые выбросы парниковых газов. Цели к 2035 г.: иметь полное понимание состояния мерзлоты на объектах ТЭК в целом по стране за счет создания федеральной сети мониторинга; уметь строить долгосрочный прогноз по изменению мерзлоты в отдельно взятых районах, в том числе с привлечением специализированной системы дистанционного зондирования Земли и эффективно стабилизировать изменение состояния многолетнемерзлых грунтов, как за счет единых выработанных строительных решений, так и за счет промышленных систем.

Кроме целей традиционного ТЭК, глубоко интегрированных в задачи энергоперехода, можно выделить планы по доле нетрадиционных возобновляемых источников энергии в энергобалансе РФ более 5% к 2035 г., производство более 2 млн т водорода ежегодно к 2035 г., при стабильном промышленном экспорте водорода и оборудования для производства, транспортировки и хранения водорода, создание пилотной петроэнергетической электростанции мощностью более 50 МВт. Для этого должно быть освоено серийное производство инверторов для ветровой и солнечной энергетики, постоянных магнитов из редкоземельных металлов для ветровых турбин, водородных топливных элементов, электролизеров со степенью локализации более 50%.

Обеспечить достижение заданных научно-технических целей в ТЭК должен большой ряд сквозных инновационных технологий:

- в металлургии – создание аустенитных сталей, сталей, работающих одновременно при давлении свыше 40 МПа и температуре выше 600 °С, широкой номенклатуры низкотемпературных сталей для арктической инфраструктуры, оборудования, работающего при температуре до -60 °С, проектов СПГ.

- в химической промышленности – создание базовых компонентов для буровых растворов, жидкостей для повышения нефтеотдачи пластов, инновационных красок для промышленного оборудования, клеев и герметиков для электронной промышленности, оборудования, работающего в шахтах и скважинах, под высоким напряжением и при критически низких температурах.

- в точном машиностроении – наладить выпуск электронно-компонентной базы всех уровней, начиная с микросхем на 65 нм, всех компонентов силовой электроники и датчиков тока, напряжения и т.д., на основании которых будут создавать отечественные программно-логические контроллеры и инверторы, аппаратуру для скоростной передачи большого объема

технологических данных в скважинных и шахтных условиях до 10 км, отрасль по выпуску высокоточного лабораторного оборудования для промышленности.²⁰

- в среднем машиностроении – необходимо уже с нуля создать подшипниковую отрасль для нефтегазовой и угольной отрасли, электроэнергетики, горно-обогатительной отрасли, судостроения, железнодорожного транспорта, частично автотранспорта, научиться серийно выпускать расходные комплектующие для большого современного станочного парка в России, создавать инновационные обрабатывающие роботизированные центры.

В итоге оценочные эффекты по двум возможным сценариям развития ТЭК до 2050 г.: инновационный – внедрение всех предложений по достижению технологического суверенитета ТЭК и консервативный – не предполагающий существенных системных и структурных изменений участия государства в развитии ТЭК и промышленности в целом, относительно текущих значений составят:

- Уровень производительности труда за счет развития промышленных систем роботизации на основе широкого внедрения автоматизированных систем управления технологическими процессами, безлюдных технологий и систем оптимизации управления производством крупных предприятий ТЭК повысится до 40%, при комплексном внедрении всего набора существующих и планируемых решений – инновационный сценарий. Консервативный сценарий предполагает продолжение внедрения индивидуальных технологических решений с привязкой к исторически сложившимся структурам организации производства на предприятиях, что ориентировочно повысит уровень производительности труда не более чем на 8%.

- Производственные издержки снизятся по инновационному варианту развития отрасли до 25% за счет оптимизации логистических цепочек, появления более дешевых серийных отечественных аналогов расходных материалов и компонентов, повышения энергоэффективности оборудования и систем, наращивания производства и использования отечественной продукции с высокой добавленной стоимостью и постепенного выхода отечественных компаний на зарубежные рынки ТЭК. При настоящем принципе построения рынка ТЭК России новые технологические решения, в том числе цифровые, позволят удерживать производственные издержки на текущем уровне при постепенном увеличении роста валового внутреннего продукта к 2035 г. – консервативный вариант.

²⁰ Жданев, О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации. – DOI.org/10.31897/PMI.2022.107. – Текст : электронный // Записки Горного института, 2022, № 258. С. 1061-1070.

- Капитальные затраты снизятся до 20% и останутся на прежнем уровне в регионах, входящих в криолитозону России, в связи с повышением надежности и продлением полезного срока службы основных средств, применением идейно новых решений для стабилизации мерзлоты по инновационному сценарию. В случае консервативного сценария капитальные затраты увеличатся до 40%.

- Создание новых рабочих мест в ТЭК для высококвалифицированного персонала до 15% от текущей общей численности инженерных и рабочих кадров в отрасли по инновационному варианту развития ТЭК до 2035 г. и до 5% по консервативному варианту.

- Снижение зависимости от импорта промышленной продукции за счет превосходящих по уровню иностранные аналоги отечественных решений, программного обеспечения с привязкой к электронно-компонентной базе и других услуг в нефтегазовой и угольной отраслях, электроэнергетики. Ожидаемый уровень отечественной продукции от материалов до комплексной технологии и продукции, произведенной за границей, но по отечественным лицензиям и технологиям, должен составлять не менее 80% в каждой из отраслей ТЭК вне зависимости от предполагаемых сценариев развития.

Достижение вызовов ТЭК в текущих условиях возможно только за счет полноценной реализации технологического суверенитета, который представляет собой долгосрочную единую и детальную с точки зрения фундаментальной, прикладной науки, производства, сервиса и заказчиков инженерных решений техническую политику ТЭК. Единая межотраслевая техническая политика в сфере ТЭК позволила бы потребителям технологий формировать свои приоритеты, производителям понимать потенциальный спрос на их продукцию и риски, науке и инжинирингу планировать программы научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ.

Государственная техническая политика в сфере ТЭК должна ставить задачи помимо всех отраслей ТЭК, большому ряду сквозных, смежных отраслей промышленности России, объединять все существующие и перспективные планы по импортозамещению, планы работ фундаментальной и прикладной науки в сфере энергетики, нефтегазовой отрасли и угольной промышленности, должна стать базой, индикатором создания в стране сквозных высокотехнологичных отраслей производства комплектующих, материалов, техники и оборудования для обеспечения бесперебойной работы компаний ТЭК и всех без исключения отраслей промышленности: подшипников, магнитов, металлургических заготовок, средств производства, радиоэлектронной аппаратуры, специализированного программного обеспечения

для нужд машиностроения (CAD, CAE и CAO системы), химического сырья, производства заготовок из редких и редкоземельных материалов.²¹

Чем лучше будет обеспечение ТЭК смежными отраслями, тем более эффективно вся экономика будет обеспечиваться всеми видами энергии и базового сырья. Технологический суверенитет должен быть на 100% в рамках БРИКС, с обеспечением внутренних российских компетенций по более чем 80% ключевых технологий, материалов, цифровых решений.

Только став непосредственным участником научно-технических проектов ТЭК в качестве полноценного научно-технического аудитора с соответствующими полномочиями и уровнем прямой научной и инженерной ответственности за конечный результат, правительство сможет не только обеспечить в ближайшие пять лет допустимую в новых геополитических реалиях технологическую независимость ТЭК России, но и в последующие 10-15 лет определять техническую политику по ряду направлений на международном уровне в рамках дружественных объединений.

Обеспечение технологического суверенитета требует оперативного принятия решений по ряду задач, которые условно разделяются на три группы по срокам реализации краткосрочные, тактические и стратегические и четыре основных целевых блока по критичным вызовам в ТЭК (рисунок 5):

1. Поддержание работы существующей инфраструктуры;
2. Разработка и производство новой техники и технологий;
3. Технические инжиниринг комплексных производственных объектов – проектирование «под ключ»;
4. Подготовка кадров.

Текущий уровень импортозависимости в отраслях ТЭК Российской Федерации довольно высокий и варьируется по каждому сектору работ в нефтегазовой отрасли, угольной отрасли и электроэнергетике. Процент импортозависимости по отдельному сектору отрасли рассчитывается путём анализа и систематизации данных, собираемых в результате постоянно проводящихся опросов групп компаний с получением детальной технической информации по оборудованию и комплексам, находящимся в эксплуатации, применяемой технике и технологиям при проектировании новых объектов и модернизации работающих, применяемым запасным частям и программному обеспечению, планируемым к закупке оборудованию и технологическим комплексам в период до 10 лет.

²¹ Жданев, О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации. – DOI.org/10.31897/PMI.2022.107. – Текст : электронный // Записки Горного института, 2022, № 258. С. 1061-1070.

К основным предлагаемым краткосрочным мерам для ТЭК относятся:

а) Создание копий систем управления объектов критической информационной инфраструктуры и программно-аппаратных комплексов промышленных и производственных государственных и частных компаний.

На широком ряде субъектов критической информационной инфраструктуры ТЭК возможны риски возникновения угроз непрерывности работы информационной инфраструктуры и отключения программно-аппаратных комплексов систем управления производственной деятельностью, контрольно-измерительных систем, полностью или частично построенных на иностранной компонентной базе – программируемых логических контроллеров, инверторов западных вендоров.

б) Стимулирование создания производственных компаний или подразделений внутри машиностроительных холдингов по обратному инжинирингу для оперативной организации серийного выпуска запасных частей и принадлежностей, единичных индивидуальных специализированных комплектующих для повсеместно работающего на объектах ТЭК иностранного оборудования с целью выработки нормативного срока эксплуатации, в среднем превышающего 20 лет.

в) Разработка методологии определения отраслевого спроса и его консолидации в высокотехнологичной продукции ТЭК. В данный момент задача решена только в нескольких крупных компаниях в рамках консолидации спроса дочерних обществ.

г) Внедрение единой отраслевой методологии расчета уровня импортозависимости производимого оборудования, создание технологий, программно-аппаратных комплексов и разрабатываемого под них программного обеспечения.

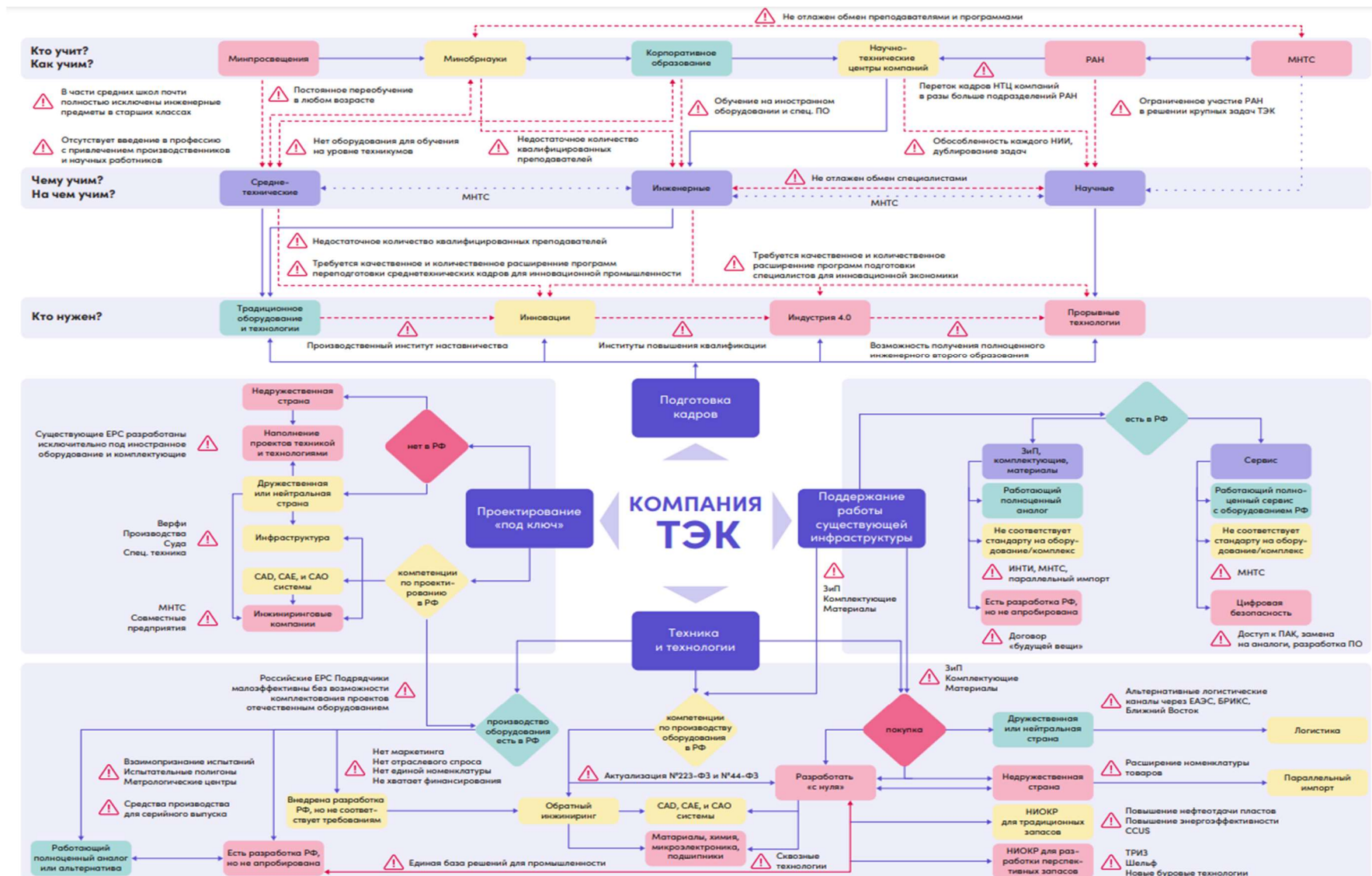


Рисунок 5 – Вызовы достижения технологического суверенитета

В России до сих пор нет государственного регулирования по определению полной цепочки техники, технологий, систем и программного обеспечения, по всей схеме с выделением критических элементов, с одновременным пересмотром понятия российского продукта и программного обеспечения, страхованием рисков разработчиков производителей.

а) Проведение независимого аудита уровня импортозависимости и стресс-тестирования непрерывности функционирования ТЭК. Сейчас отсутствует государственная экспертиза контроля качества и приемки продукции для ТЭК, разрабатываемой и/или производимой с использованием различных мер государственной поддержки за счет средств бюджетной системы Российской Федерации.

В срок до трех лет предлагается создание правительственного комитета по обеспечению технологического суверенитета в ТЭК, а именно реализации государственной политики вместе с регулированием организационно-экономических вопросов в сфере научно-технической и инновационной деятельности в нефтегазовой отрасли, угольной отрасли и электроэнергетике, с прямым подчинением премьер-министру, со следующими основными задачами:

- координация деятельности федеральных органов исполнительной власти, подведомственных организаций в сферах научно-технической и инновационной деятельности в интересах ТЭК;

- содействие региональным исполнительным органам власти в формировании и проведении региональной научно-технической и инновационной политики;

- координация деятельности Российской Академии наук, научно-исследовательских подразделений высших учебных заведений, научных центров мирового уровня, отраслевых научно-исследовательских подразделений и институтов нефтегазовых, угольных и электроэнергетических компаний, независимых инжиниринговых компаний;

- определение отраслевого спроса и его консолидация;

- внедрение единой отраслевой методологии расчета уровня импортозависимости;

- проведение независимого аудита уровня импортозависимости и стресс-тестирование непрерывности функционирования компаний ТЭК;

- анализ уровня проводимых исследований и разработок, выработка предложений по повышению их экономической эффективности;

- разработка отраслевой технической политики ТЭК и дальнейшее ее проведение, в том числе в области международного научно-технического сотрудничества;

- подготовка обобщенных отраслевых технических заданий, технологическое сопровождение и аудит проектов создания высокотехнологичной продукции;

- подготовка методик испытаний оборудования и технологий. Обеспечение взаимопризнания испытаний, создание и координация работы распределенных отраслевых центров испытаний. Проведение полевых и заводских испытаний;

- создание единой базы данных лучших технических, технологических и цифровых решений отрасли;

- мониторинг и методическое обеспечение коммерциализации результатов научной и научно-технической деятельности, созданных полностью или частично за счет федеральных средств и/или местных бюджетов;

- диверсификация производственных мощностей оборонно-промышленных предприятий в интересах компаний ТЭК.

К **тактическим мерам**, призванным нормативно и законодательно обеспечить ускоренный переход ТЭК к технологическому суверенитету, по нашему мнению, относятся:

а) Создание проектного офиса генеральных конструкторов в ТЭК (назначаемых Президентом Российской Федерации) по ряду направлений.

Нефтегазовая отрасль:

1. Геологоразведка нефти и газа.
2. Бурение и освоение нефтяных и газовых скважин.
3. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.
4. Геофизические методы исследования пластов, метрология.
5. Трубопроводный транспорт нефти и газа, газоснабжение.
6. Производство, хранение и транспортировка сжиженного природного газа.
7. Нефтегазопереработка, распределение топлива.
8. Нефтегазохимия.

Угольная отрасль:

9. Подземная добыча угля.
10. Карьерная добыча угля.
11. Обогащение угля.
12. Переработка угля.

Электроэнергетика:

13. Генерация электроэнергии за счет углеводородов.
14. Гидроэнергетика, приливная энергетика.
15. Ветроэнергетика, солнечная энергетика, геотермальная и петротермальная энергетика.
16. Водородная энергетика, системы накопления энергии.

17. Добыча сырья для радиоактивного топлива, обогащение и производство ТВЭЛ, утилизация отработанного топлива.

18. Строительство АЭС, генерация ЭЭ и тепла.

19. Атомный флот, плавучие АЭС.

б) Повышение производительности труда – развитие Федерального проекта «Производительность труда» по следующим принципиально новым направлениям:

- рабочего персонала за счет освоения современных средств производства, повышение требований к обеспечению условий труда на производствах и на полевых работах;
- инженерных специалистов за счет освоения новой техники и достижений науки, современных средств управления персоналом и производственным процессом, что зачастую требует пересмотра нормативно-регулирующих документов федерального уровня;
- прикладной науки за счет создания групп специалистов в компаниях, дочерних обществах, заводах, полевых подразделениях групп технического развития, состоящих их специалистов минимум с 3-5-летним производственным опытом, опытом ведения комплексных производственных проектов и научно-исследовательских работ;
- фундаментальной науки за счет обеспечения ее прозрачной и оперативной связи с производственными компаниями, обеспечение доступа к технологической информации, статистике, обеспечение проведения экспериментально-теоретических опытов и т.д.

в) Создание возможностей без нарушения исключительных прав патентообладателей проводить научные исследования (в том числе на пилотных и опытно-промышленных установках) не только в отношении запатентованных решений, но и с их использованием с целью разработки новых продуктов и технологий, превосходящих по характеристикам существующие запатентованные аналоги.

г) Координация программ технического и технологического развития между компаниями для реализации долгосрочных, фундаментальных целей технологической независимости ТЭК в рамках всего государства. Координация распределения новых научно-технических и производственно-технологических задач, проектов, в которых напрямую (например, возрастная субсидия) или косвенно (например, налоговые льготы) участвует государство. Каждое производство и отрасль промышленности за год-два могут освоить ограниченное число новых задач вне зависимости от компетенций и уровня базовой подготовки коллектива.

К основным **стратегическим мерам** для ТЭК, по нашему мнению, относятся:

а) Разработка проекта единой детальной научно-технической политики развития ТЭК Российской Федерации до 2035 г., с учетом стимулирования технологического развития на основе совершенствования регуляторных условий, интеграции науки, образования и бизнеса,

импортозамещения, развития экспортного потенциала с акцентом на несырьевой энергетический экспорт и государственной поддержки экспортно-ориентированных промышленных предприятий, направленной на достижение международной конкурентоспособности российских товаров, работ, услуг.

Отраслевая техническая политика ТЭК должна стать основополагающим системным документом с целью детального продолжения Энергетической политики Российской Федерации до 2035 года вместе с сопряжением планов ТЭК со смежными отраслевыми документами по развитию сквозных отраслей и технологии: системы автоматизированного проектирования, химическая промышленность, точное машиностроение, металлургия, производство широкой номенклатуры общепромышленных и специализированных подшипников, средств производства, производство редких и редкоземельных металлов и постоянных магнитов на основе редкоземельных металлов и т.д.

б) На основании технической политики государство сможет централизованно и системно, проводя работу со всеми заинтересованными предприятиями-заказчиками, создавать отраслевые технические требования.

Параллельно с единым государственным планированием создания и развития техники и технологий для ТЭК государство, уже сейчас являясь в том или ином виде участником подавляющего большинства технических проектов в ТЭК по созданию оборудования, разработке технологий и строительству инфраструктуры, должно нарастить свои инженерные компетенции для обеспечения технического сопровождения проектов, технического аудита испытания пилотных образцов и т.д.

Также важно на этапе запуска серийного проекта по разработке оборудования и технологий, кроме отраслевых технических требований, независимого технического аудитора, производителю и заказчикам иметь возможность оперировать едиными методическими рекомендациями по проведению испытаний, критериями выбора испытательного оборудования и полигонов, разработанными с привлечением максимально широкого круга потенциальных потребителей как в России, так и за рубежом.

Анализ мирового опыта показывает, что большинство созданных полигонов не окупается финансово в течение первых 10 лет. При этом без них невозможно создать конкурентоспособные продукты для мирового рынка оборудования и услуг для ТЭК. До настоящего времени почти по всем видам высокотехнологичного оборудования при выходе на зарубежные рынки российские компании вынуждены пользоваться иностранными полигонами для подтверждения характеристик работы нового оборудования, в основном расположенным в недружественных странах.

в) Создание полноценных федеральных и международных инжиниринговых компаний, осуществление проектов НИОКР компаниями ТЭК совместно с академической и отраслевой наукой по прикладным задачам отрасли, обеспечение государственного страхования рисков разработчиков – одни из самых приоритетных текущих задач.

г) В рамках международной повестки требуется активизировать развитие научно-технологического сотрудничества, в том числе совместной, сквозной системы стандартизации и сертификации со странами БРИКС, Ближнего Востока, Африки. Один из ключевых приоритетов – объединение работы Росстандарта России, Ростехнадзора России, Таможенного союза Евразийского экономического союза, АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив» в сфере нефтегазовой отрасли, электроэнергетики, угольной и горно-металлургической промышленности, а также проекты соглашений об унификации национальных и наднациональных стандартов с ответственными за стандартизацию органами стран-участников БРИКС²².

д) Сохранение и качественное развитие ключевых технических и технологических компетенций внутри страны. Обеспечение подготовки кадров, включая обучение преподавателей, актуализация программ и инструментов подготовки.

Создание программы активного привлечения на работу в федеральные органы исполнительной власти профильных инженерно-технических, производственных специалистов высокого уровня для организации проектной работы в рамках государственно-частного партнерства для ключевых целей технологического развития.

1.1. Нефтегазовый комплекс

Объем годовой нефтедобычи в 2021 г. составил 524,5 млн т, 84,2% из которых приходится на вертикально-интегрированные нефтяные компании, 12,6% – на малые и средние независимые нефтяные компании, 3,2% – на компании, работающие на условиях соглашений о разделе продукции. 230 млн т (44%) было поставлено на экспорт, 141 млн из которых – в недружественные страны.

В 2021 г. добыча газа составила 762.8 млрд м³, из которых 173 млрд м³ было экспортировано в недружественные страны. В том же году произведено 30,9 млн т СПГ. При этом 87,5% от общего объема газа было поставлено трубопроводным транспортом и только 12,5% – морским.

²² Жданев, О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации. – DOI.org/10.31897/PMI.2022.107. – Текст : электронный // Записки Горного института, 2022, № 258. С. 1061-1070.

В региональной структуре нефтедобычи Российской Федерации доля месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока составляет 13,4%, доля Западной Сибири – 57,3%, а доля Европейской части страны – до 29,3%. На шельфе нефть добывается в каждом из регионов, но в общем объеме показатели незначительные, в целом по стране добыто 27,2 млн т нефти на море. Подавляющий объем газа добывается в Западной Сибири.

В эксплуатации постоянно находятся чуть более 183 тысяч скважин, при этом не работающих, временно остановленных, законсервированных по тем или иным причинам 27,5 тысяч скважин. За 2021 г. введено в эксплуатацию 7365 новых скважин, более 70% в Западной Сибири и 22% в Европейской части России, при общей проходке в бурении в 27 млн м, из которых только 3% приходится на разведочное бурение.

Удержать добычу нефти на «полке» свыше 490 млн т возможно только при определенном уровне развития техники и технологий и широком масштабе геологоразведки. Существенная часть нефтегазовых месторождений в России вступила в стадию снижения добычи. Уровень их выработанности достигает в отдельных случаях 55%. Добыча нефти на новых участках с традиционными коллекторами с трудом перекрывает данное падение. Это вынуждает операторов постепенно вовлекать в добычу трудноизвлекаемую нефть и осваивать арктический шельф. Такие проекты отличаются высокой капиталоемкостью и применением импортных техники и технологий. Так, например, в Западной Сибири на действующих месторождениях безубыточная цена добычи находится в районе 10 долл. США за баррель, а на арктическом шельфе – на уровне 80 долл. США за баррель.

С 1960-х годов доля ТРИЗ нефти в структуре месторождений растет. На данный момент она превышает 65% от общего объема. В ближайшие 5–10 лет для поддержания добычи компании будут вынуждены осваивать запасы, требующие высокотехнологичного, капиталоемкого оборудования. Создание техники и технологий для эффективной разработки ТРИЗ является приоритетом на ближайшие годы, так как размер запасов, условия залегания и наличие инфраструктуры способствуют их коммерциализации.

1.1.1 Добыча нефти и газа

За последние три года нами проведен ряд детальных научно-технических аналитических работ по определению приоритетов технологического развития каждого из секторов разработки месторождений: геологоразведка, наземное и скважинное оборудование для строительства скважин, оборудование и технологии для освоения скважин, нефтепромысловое оборудование,

технологии разработки ТРИЗ, оборудование для освоения шельфовых месторождений Арктики и Дальнего Востока^{23,24}.

Так, в нефтегазовой отрасли России, в секторе upstream, по результатам работы мы выделили семь направлений развития до 2035 г. в порядке приоритета и эффективности для инновационного технологического становления отрасли в целом.²⁵

Первыми двумя приоритетными направлениями являются техника и технологии, материалы для строительства скважин и интенсификации добычи, повышения коэффициента извлечения нефти. В перспективе оборудование, материалы, разработанные для увеличения КИН и освоения ТРИЗ, могут быть использованы при подготовке пластов для конверсии и хранения углекислого и других парниковых газов. Для широкого освоения ТРИЗ, в том числе уже на разрабатываемых месторождениях с развитой инфраструктурой, перспективны технологии термохимического воздействия на нефтематеринские породы.

Отдельный акцент целесообразно сделать на ХМУН как для увеличения КИН для традиционных запасов, так и для трудноизвлекаемых запасов. Перспективность данных технологий оценивается наравне с термохимическими методами, но при этом в количественном отношении тепловые методы являются самыми распространенными в мире – порядка 60–70% от общего числа применяемых методов на нефтяных скважинах.

Основная проблема заключается в освоении глубоких пластов нефти и газа, для которого требуется разработка высокоавтоматизированного цифрового бурового комплекса г/п 320-450 т, легкосплавных бурильных труб, сопоставимых по прочностным характеристикам со стальными, компоновка низа бурильной колонны с аппаратурой, рассчитанной на температуры эксплуатации свыше 90-100 °С, вкупе с современной телеметрией, оборудованием для геофизических измерений в скважине.^{26,27}

²³ Tsemkalo M. [et al.] Solution of Complex Tasks during Implementation of a Project for Construction, Survey and Testing of Exploration Wells in Kirinsky Block on the Sakhalin Shelf / Tsemkalo M., Sorokin D., Zorina S., Zaprometov A., Zhdaneev O. – DOI 10.2118/149913-MS – Text : printed // SPE, 2011

²⁴ Жданеев, О. В. [и др.] Вопросы технической политики отраслей ТЭК России / О.В. Жданеев, П.В. Бравков, А.А. Дурдыева [и др.]. – DOI 10.7868/9785020408241 – Текст : электронный // под редакцией О.В. Жданеева. М.: Наука. – 2020. – С. 304

²⁵ Russian Fuel and Energy Complex Technology Policy at the state of Energy Transition / O.V. Zhdaneev. – DOI 10.7580/em.2022.01.03. – Text : electronic // Eurasia mining. 2022. – № 1. – P. 13-19.

²⁶ Жданеев, О. В. О приоритетных направлениях развития буровых технологий в России (в порядке обсуждения) / О.В. Жданеев, К.Н. Фролов. – DOI 10.24887/0028-2448-2020-5-42-48 – Текст : электронный // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №. 5. – С. 42-48.

²⁷ Жданеев, О. В. О возможностях создания российской высокотехнологичной компоновки низа бурильной колонны. / О.В. Жданеев, А.В. Зайцев, Т.Т. Продан. – DOI 10.31897/PMI.2021.6.9 – Текст : электронный // Записки Горного института. 2021. № 252(6). С. 872-884.

Третьим приоритетом является метрология геофизических исследований скважин.^{28,29} К четвертому приоритету возможно отнести специализированное ПО для моделирования динамического поведения всех типов коллекторов и флюидов в них, ПО для интегрированной модели месторождений (пласт – скважины – система сбора – блоки подготовки нефти и газа) и др.

Пятым приоритетом являются технологии мониторинга и оценки эффективности освоения месторождений, такие как системы мониторинга притока на основе оптико-волоконных систем, микросейсмический мониторинг и многофазные расходомеры. Шестым приоритетом являются разработка, испытание и внедрение методов геотехнического контроля топливно-энергетического комплекса и территорий их расположения с использованием космических методов дистанционного зондирования и съемки с целью повышения оперативности контроля, расширения перечня контролируемых параметров, снижения объемов ручного труда и затрат на выполнение работ, без потери качества получаемых данных.

В седьмом блоке приоритетов можно выделить технологию закачки попутного нефтяного газа или углекислого газа в нефтематеринские породы для увеличения нефтеотдачи, технологическое оборудование, которое в перспективе будет почти полностью соответствовать задаче закачки углекислого газа в пласты.

Нами подготовлены и уже частично реализуются предложения по механизмам научно-технического и производственного развития отраслей ТЭК, локализации производства³⁰: экономическое стимулирование, развитие инфраструктуры и снятие административных барьеров (нормативно-правовое регулирование), развитие кадрового потенциала.

²⁸ Жданеев, О. В. Метрологическое обеспечение аппаратуры для геофизических исследований / О.В. Жданеев, А.В. Зайцев, В.М. Лобанков. – DOI 10.31897/PMI.2020.6.9 – Текст : электронный // Записки Горного института. – 2020. – Т. 246. – С. 667-677.

²⁹ Жданеев, О. В. [и др.] Концепция проведения испытаний скважинного оборудования / О.В. Жданеев, А.В. Зайцев, В.М. Лобанков, К.Н. Фролов // Недропользование XXI век. – 2021. – №. 1-2. – С. 4-15.

³⁰ Жданеев, О. В. Локализация как эффективный механизм импортозамещения / О.В. Жданеев. – DOI 10.24887/0028-2448-2018-2-6-10 – Текст : электронный // Нефтяное хозяйство. – 2018. – №. 2. – С. 6-10.

1.1.2 Нефтегазопереработка и нефтегазохимия^{31, 32, 33}

На сегодняшний день в Российской Федерации функционируют 74 нефтегазоперерабатывающих завода и 28 нефтехимических предприятий. Ежегодно в стране перерабатывается порядка 280 млн т нефти, всего суммарная мощность всех НПЗ 333 млн т нефти в год. За 2021 г. в стране было произведено 40,8 млн т автомобильного бензина, 73,8 млн т дизельного топлива и 10,5 млн т авиационного керосина. По полимерам за 2021 г. выпуск продукции составил 3,23 млн т полиэтилена, 2,08 млн т полипропилена, 514 тыс. т полистирола, 1 млн т ПВХ и 597 тыс. т ПЭТФ.

В среднесрочной перспективе до 2035 г. стоит задача завершения модернизации нефтеперерабатывающих заводов с целью повышения технологичности предприятий для увеличения выхода светлых нефтепродуктов вместе с ростом качества и применении российских технических решений. Для этого запланирован ввод порядка 50 установок вторичной переработки нефти. Также планируется создание шести нефтехимических кластеров: Волжский, Каспийский, Северо-Западный, Западно-Сибирский, Восточно-Сибирский и Дальневосточный, что позволит увеличить долю переработки сжиженных углеводородных газов внутри страны до 8.2% с 4.6%, а переработки нефти – до 7.2% с 5.6%. Ожидается, что в общей сложности до 2030 г. будут введены еще 4 крупные установки по производству крупнотоннажных полимеров, в том числе построена I очередь олефинового комплекса ПАО «Нижекамскнефтехим» (мощностью 0,6 млн т этилена, 0,27 млн тонн пропилена, совместный проект «Амурский ГПЗ/ГХК» (ПАО «Газпром» и ПАО «СИБУР Холдинг») мощностью до 2,3 млн т полиэтилена и 0,4 млн тонн пропилена в год, ввод ГХК – 2025 г.), ООО «Иркутский ЗП» мощностью 0,65 млн тонн полиэтилена (ввод – 2024 г.), АО «РусГазДобыча» мощностью до 2,9 млн тонн полимерной продукции (ввод – 2024 г.).

Ключевой задачей для ТЭК РФ являются обеспечение работоспособности и безопасности функционирующих производств, сохранение качества выпускаемой продукции и наращивание производственных мощностей за счет реализации проектов до 2035 г.

³¹ Жданев, О. В. О приоритетных направлениях и развитии технологий переработки нефти в России / О.В. Жданев, В.В. Корнев, А.С. Лядов, А.Н. Рубцов. – DOI 10.31857/S0044461820090029 – Текст : электронный // Журнал прикладной химии. – 2020. – Т. 93. – №. 9. – С. 1263-1274.

³² Голышева, Е. А. [и др.] Нефтехимическая отрасль России: анализ текущего состояния и перспектив развития / Е.А. Голышева, О.В. Жданев, В.В. Корнев [и др.]. – DOI 10.31857/S0044461820100126 – Текст : электронный // Журнал прикладной химии. – 2020. – Т. 93. – №. 10. – С. 1499-1507.

³³ Zhdanov, O. V. Opportunities and challenges to deploy industry 4.0 technologies in the Russian oil refining and petrochemical industries / O.V. Zhdanov, V.V. Korenev, A.S. Lyadov. – DOI 10.1134/S1070427220120150. – Text : electronic // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2020. – Т. 93. – №. 12. – P. 1886–1890. (Scopus)

В условиях быстрой модернизации производственных мощностей нефтегазопереработки и нефтехимии в 2010-х годах с учетом сжатых сроков и требований экономической эффективности на предприятиях РФ были реализованы почти исключительно зарубежные технологии. В связи со сжатыми сроками модернизации компании отдавали предпочтение зарубежным лицензиарам технологий и производителям оборудования, имеющим готовые решения и положительный мировой опыт. Монополизация мирового рынка реагентов и присадок иностранными химическими корпорациями, такими как BASF, Clariant NALCO, Afton Chemical и др., привели к отсутствию интереса со стороны российского бизнеса к инвестированию в разработки и производство отечественных присадок и реагентов и как следствие к отсутствию конкурентоспособных продуктов отечественного производства. В связи с этим сегодня предприятия столкнулись с тем, что стали зависимы от поставок запасных частей для оборудования, смазочных материалов, реагентов, присадок, комплектующих и технологий из стран ЕС, США и Японии. Доля импортных материалов и технологий показана на рисунке 6.

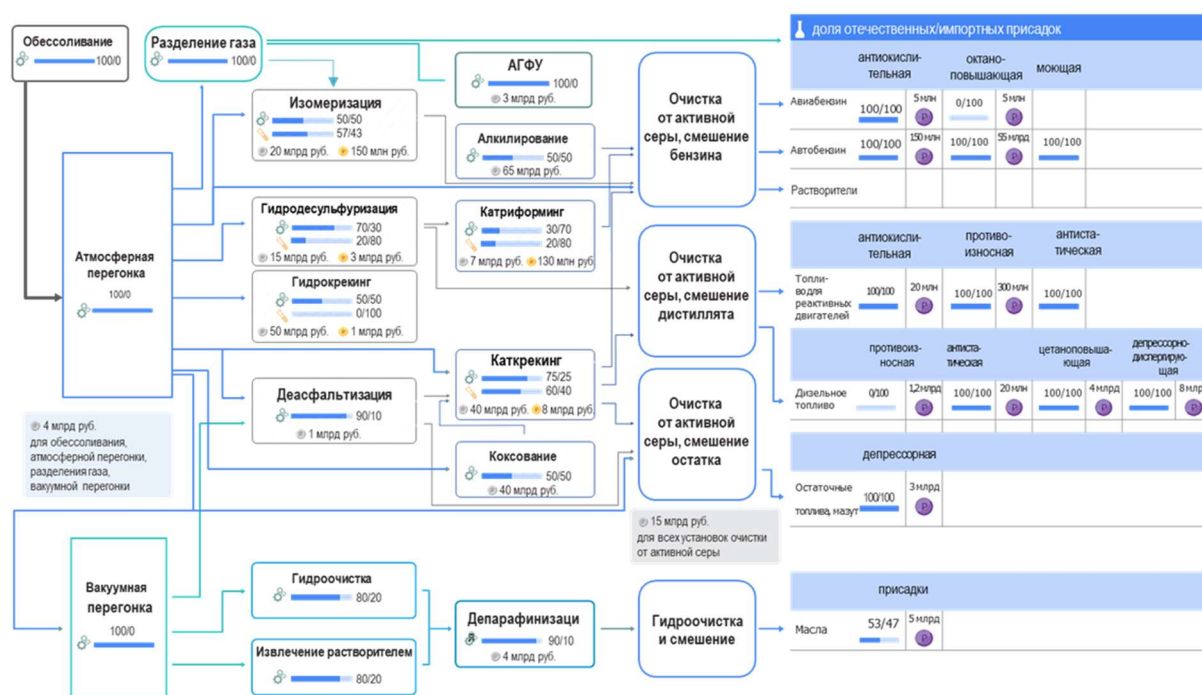


Рисунок 6 – Текущий уровень технологической зависимости в нефтепереработке

Краткосрочные задачи для обеспечения безопасного и стабильного функционирования предприятий – разработка и налаживание производства запасных частей к динамическому оборудованию, контрольно-измерительных приборов, катализаторов для нефтегазохимии. Принципиально важным для технологического суверенитета является развитие мало- и среднетоннажной продукции для широкого круга реагентов, присадок и химических веществ, обеспечивающих оперативную деятельность предприятий. В случае невозможности

обеспечения предприятий необходимыми материалами и компонентами это может привести к вынужденной остановке производств. Суммарные экономические потери при этом могут составить порядка 20 млрд долл.

Российская потребность в присадках к топливам составляет 25 тыс. т в год, рынок оценивается в 75 млрд руб. Приоритетными являются депрессорные присадки (17 тыс. тонн в год), антистатическая присадка (88 тонн/год), а также противоизносная присадка для авиационного керосина (266 тонн в год). Другие виды присадок в России освоены, но в текущей ситуации будет наблюдаться дефицит или полное отсутствие сырья, необходимого для их производства.

Запасные части к динамическому оборудованию – более специфическая позиция для организации производства, так как в большинстве случаев производители оборудования на отечественных предприятиях различаются и имеют индивидуальные характеристики. Консолидация спроса запасных частей для предприятий нефтехимии и нефтепереработки показала, что номенклатура ЗИП составляет более 2000 позиций с ежегодным объемом рынка 200 млрд руб. Необходим консорциум компетентных организаций и представителей отрасли для совместных работ по реверс-инжинирингу.

Вся производственная деятельность предприятий напрямую зависит от контрольно-измерительных приборов. Благодаря им обеспечиваются точность и безопасность управления технологическими процессами. Более 90% КИП на российских предприятиях импортного производства либо произведены из импортных комплектующих. Некоторые компании уже покинули российский рынок, оставив производства, локализованные в России без необходимых комплектующих, чувствительных элементов, электронных плат, сенсоров и др. Особо остро стоит вопрос обеспеченности предприятий аналитическим оборудованием замера концентраций водорода, кислорода, углекислого газа. Отечественный рынок контрольно-измерительных приборов и автоматики в 2021 г. оценивался порядка 45 млрд руб.

В Российской Федерации в настоящий момент 50% присадок к маслам импортировалось в виде пакетов присадок и готовых масел. Ежегодная потребность Российской Федерации составляет порядка 65 тыс. т в год, рынок оценивается в 25-30 млрд руб. Для обеспеченности качественными пакетами отечественных присадок принципиальным является собственное производство алкилфинольной присадки, АСП, ПМС, сукцинимидной присадки, дитиофосфатной и загущающих присадок. Приоритетная задача – разработка технологии и организация производств сырьевых компонентов для присадок. Особо остро стоит вопрос по таким позициям, как пентасернистый фосфор, реактивный полиизобутилен, нонил фенол, додецил фенол, алкилбензол, жирные спирты, нафтеновые базовые масла, тяжелые амины и др.

Более фундаментальные задачи, стоящие перед ТЭК РФ, – развитие собственных компетенций в среднесрочной и долгосрочной перспективе не только для сохранения действующих предприятий в полноценной работоспособности, но и для строительства новых высокотехнологичных производств. Для обретения технологического суверенитета в нефтегазопереработке и нефтегазохимии необходима разработка отечественных технологий, развитие имеющихся компетенций по разработке и производству катализаторов, адсорбентов, особое значение имеет развитие машиностроительного комплекса.

Компрессорное и насосное оборудование, производимое в Российской Федерации, значительно уступает по эксплуатационным характеристикам импортному, а по ряду позиций не имеет аналогов. Большая часть комплектующих, таких как электродвигатели большой мощности, подшипники, системы вибромониторинга и управления компрессором, контрольно-измерительные приборы, не производятся на территории Российской Федерации. Доля импорта динамического оборудования порядка 80%. По экспертным оценкам, до 2026 г. только для нефтеперерабатывающих предприятий потребность в центробежных компрессорах составит 21 агрегат общей стоимостью 15 млрд руб., в поршневых компрессорах ориентировочная потребность 20 агрегатов стоимостью около 13 млрд руб. Предприятиям потребуются винтовые компрессоры в количестве 40 штук стоимостью 4 млрд руб, жидкостно-кольцевые агрегаты – 14 штук стоимостью 4 млрд руб. и компрессоры жирного газа для установок замедленного коксования 14 штук общей стоимостью порядка 4 млрд руб. Ежегодный объем рынка технологических насосов в России составляет 5 млрд руб.

Уязвимым местом в обеспечении технологического суверенитета страны являются программно-аппаратные комплексы. В России отсутствуют готовые отечественные решения для обеспечения функционирования нефтегазохимических и нефтегазоперерабатывающих предприятий. Суммарный рынок АСУ ТП и специализированного программного обеспечения для нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств порядка 50 млрд руб. в год. Количество действующих лицензий на предприятиях порядка 15 000. С реализацией планов по модернизации предприятий и строительству новых мощностей спрос до 2035 г. будет стабильно расти.

Что касается обеспеченности предприятий катализаторами отечественного производства, то ситуация складывается следующим образом. Объем потребления катализаторов в России 60-70 тыс. т/год. Объем производимой в России на основе катализаторов продукции составляет порядка 5-6 трлн руб. в год. Доля импортных катализаторов колеблется от 40 до 100% в зависимости от процесса.

Общая потребность в катализаторах риформинга на НПЗ РФ около 520 т/год. Объем рынка оценивается в 1,7 млрд руб. в год. Около 50% потребности удовлетворяется за счет

использования отечественных катализаторов, применяемых на более старых установках со стационарным/неподвижным слоем. В Российской Федерации имеются избыточные мощности (около 1000 т/год) по производству катализаторов для неподвижного слоя. Производимые марки соответствуют уровню импортных разработок 2005 г. Производство катализаторов для более современных установок с движущимся слоем катализатора полностью отсутствует. Только в 2024 г. в России планируется запустить производство катализатора в объеме 200 т/год. Однако это станет возможным только в случае разработки технологии производства порошкообразного гидроксида алюминия высокой частоты и шарикового носителя на его основе. Ежегодная потребность Российской Федерации в порошкообразном гидроксида алюминия высокой частоты порядка 1000 тонн/год.

Общая потребность в катализаторах гидроочистки в РФ составляет около 4500 т/год, объем рынка порядка 3,5 млрд руб. Вплоть до последних лет доля импортных катализаторов превышала 90-95%. Начиная с 2020 г. ряд установок гидроочистки ДТ и гидроочистки ВГО перешли на использование новых отечественных катализаторов. Мощность производства 2500 т/год позволит обеспечить половину потребности российских предприятий. В 2024 г. планируется запуск производства катализаторов объемом 4000 т/год. Новые мощности позволят полностью закрыть проблему обеспечения российских НПЗ катализаторами гидроочистки. Однако производство цеолитов для катализаторов нефтепереработки типа Y и ZSM-5 обеспечивается российскими предприятиями, производство остальных цеолитов в России отсутствует, что не позволяет решить проблемы импортозамещения ряда катализаторов. Потребность в цеолитах ZSM-11 (12), BETA, ZSM-23, SAPO-41 и др. 200-300 т/год, объем рынка оценивается в 500-700 млн руб. в год.

Менее позитивная ситуация с катализаторами производства зимних (арктических) марок топлив и масел. Потребность 150-200 т/год, объем рынка 1 млрд руб. Объем производства топлив и масел до 4 млн т/год. Полная зависимость от импорта. В целом потребуется минимум два года для разработки катализатора, научный задел в России есть.

Катализаторы гидрокрекинга на данный момент не имеют отечественных аналогов, годовая потребность страны составляет 1000-1500 т/год, рынок оценивается 1,6-2,5 млрд руб. Утверждения некоторых компаний о производстве российского продукта ничем не подтверждены. Ведутся исследования и разработки отечественных катализаторов. Потенциально в течении нескольких лет возможно доработать катализатор и запустить производство на заводе в Башкирии.

Для нефтегазохимических компаний приоритетными являются катализаторы полимеризации этилена и пропилена. Ежегодная потребность составляет 320 т/год. Ожидается рост потребления до 1000 т к 2028 г. Для современных производств полиэтилена и

полипропилена – фактически полная зависимость от импорта. В России разработаны опытные и лабораторные образцы. Требуется создание целой линейки катализаторов для сохранения марочного ассортимента. Для промышленной реализации потребуется не менее 2–3 лет. Для производства этиленоксида зависимость от импорта катализаторов 100%. Потребность нефтехимических компаний в катализаторах окисления этилена 150-200 т/год, объем рынка порядка 1,5 млрд руб. В России имеется научный задел, потенциально возможна разработка катализатора в течение 2–3 лет. Подобная ситуация с инициаторами полимеризации этилена, винилхлорида, стирола, акрилатов. Ежегодная потребность для производства соответствующих полимеров в объеме 2-2,5 млн т/год составляет 500 т/год. Современные производства полностью зависят от импорта. Уровень зависимости от импортных технологий и катализаторов представлен на рисунке 7.

Для реализации запланированных этапов модернизации и развития нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств требуется стимулирование и поддержка разработок отечественных технологий. В краткосрочной перспективе необходимо сосредоточиться на поддержании бесперебойного функционирования существующих мощностей за счет расширения производства существующих катализаторов гидроочистки, парового риформинга метана и т.д. В среднесрочной перспективе для нефтепереработки акцент должен быть смещён на развитие технологий и катализаторов гидрокрекинга, гидроизодепарафинизации, парового риформинга метана, каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора, на развитие разработанных технологий алкилирования и гидроконверсии тяжелых нефтяных остатков. Необходимо разработать программу перевода гидрокрекингов с получением дизельного топлива на получения бензина и керосина. Разработка отечественных решений по данным процессам позволит увеличить индекс Нельсона предприятий (в среднем в России 5,29, в США 13,8), обеспечить технологический суверенитет, а также окажет мультипликативный эффект на смежные отрасли.

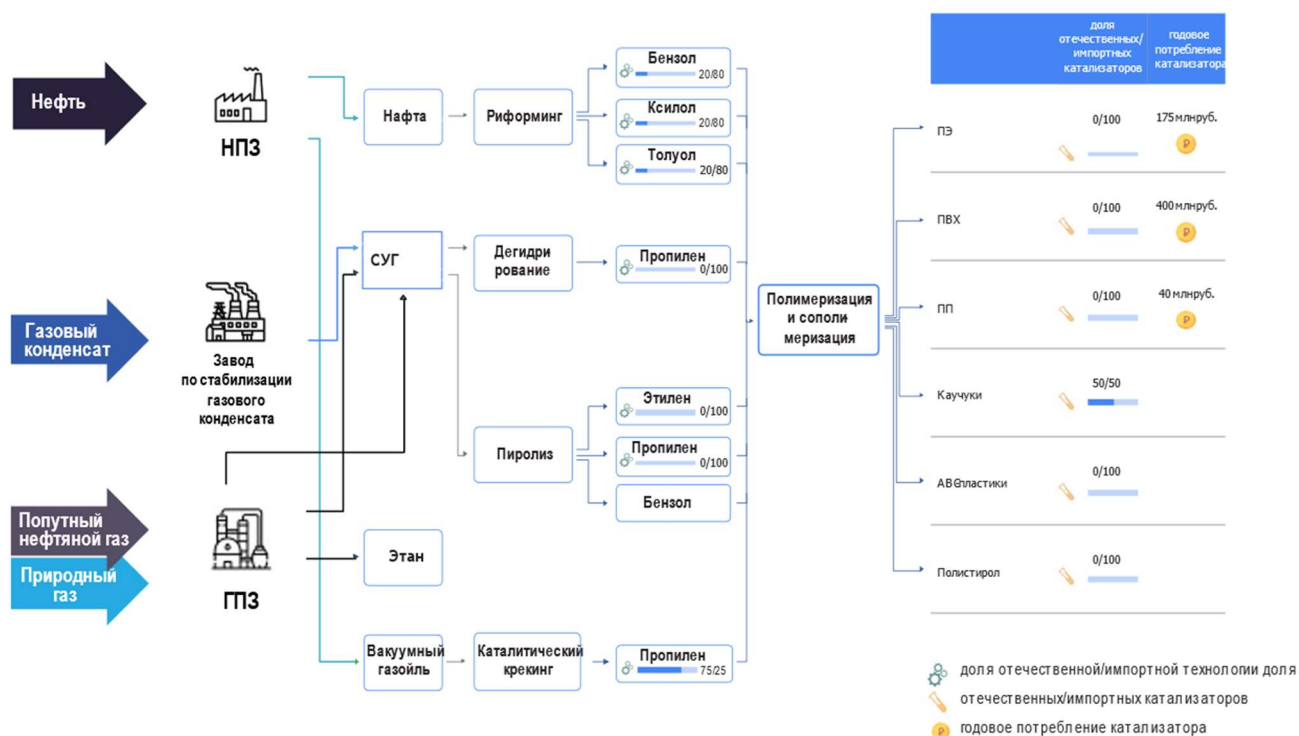


Рисунок 7 – Текущий уровень импортзависимости в нефтегазохимии

Необходимо инициировать организацию отечественной технологической компании (компаний) при участии и контроле государства для создания на основании ориентированных разработок институтов и вузов промышленных технологий, готовых к реализации на предприятиях российских нефтегазоперерабатывающих и нефтегазохимических компаний.

В нефтехимии ситуация более удручающая, фактически научный задел имеется по ряду процессов, но отсутствие интереса российских нефтегазохимических компаний к отечественным технологиям затормозило развитие компетенций в стране. Для установок пиролиза принципиальным является отсутствие российской технологии. В целом возможность создания эффективной технологии сомнительна и потребует 5–8 лет. В течение 3–4 лет можно попытаться построить установку пиролиза по старой технологии СССР. Для действующих установок можем столкнуться с проблемой с катализаторами очистки этилена и пропилена до полимерной чистоты, потенциально они сейчас созданы в виде опытных образцов. В целом можно сделать выводы, что разработка отечественного пиролиза по аналогии с зарубежными не имеет смысла из-за больших сроков готовности технологии, скорее стоит в долгосрочной перспективе разрабатывать новую технологию на электричестве или нетрадиционной энергии. Это позволит вывести новую российскую технологию на конкурентоспособный мировой уровень, а не гнаться за копированием иностранных решений и быть в числе отстающих. Помимо базовых технологий приоритетными являются пропиленоксид, изоцианаты, эпоксидные смолы. Реальным на сегодняшний день представляется создание отечественного

комплекса ароматики с полной цепочкой, от риформинга к ксилолам, стиролу, изопропиленбензолу и терефталевой кислоте.

1.1.3 Определение текущих приоритетов научно-технологического развития отрасли

Годовой объем рынка оборудования и нефтесервисных услуг составляет не менее 3 трлн руб. (рисунок 8).



Рисунок 8 – Текущий уровень технологической зависимости в секторах upstream и downstream нефтегазовой отрасли России

Доля импортного оборудования для геологоразведочных работ достигает 80% по ряду направлений, отечественные производители при этом представлены во всех сегментах оборудования для регионального, поискового и разведочного этапов геологоразведочных работ как для сбора, так и для обработки данных.

Часть российских систем геологоразведки уступает иностранным аналогам по техническим и эксплуатационным характеристикам, соответственно, можно выделить следующие основные приоритеты для развития:

- геофоны и наземные сейсмостанции с десятками тысяч подключаемых каналов на суше;
- оборудование для проведения «зеленой сейсмики»;
- гидрофоны и донные станции;
- топографическое оборудование;
- керноотборные снаряды;

- программные решения для обработки и интерпретации геофизических данных и данных сейсморазведки;
- развитие локальных геофизических методов поиска и разведки: электроразведка, гравиразведка, магниторазведка, радиометрическая разведка.

В отрасли обустройства месторождений нефти и газа импортозависимость по ряду ключевых позиций достигает 95%. Высокая доля отечественного содержания в секторе производства самосвала грузоподъемностью до 40 т, легкой крановой техники грузоподъемностью до 50 т, нефтепромысловых труб, кабельной продукции.

Оперативного внимания государства в рамках политики импортозамещения требуют следующие направления:

- тяжелая транспортная техника, применяемая для прокладки дорог и транспортировки материалов в труднопроходимой местности, отсыпки кустовых площадок;
- крановая техника грузоподъемностью от 70 т;
- самосвалы грузоподъемностью от 50 т;
- бульдозеры и трубоукладчики, в том числе на газозлектрических приводах;
- современные материалы для строительства, особенно в условиях нарастания тенденции растепления «вечной мерзлоты»;
- сварочное оборудование и высококачественные сварочные материалы;
- вся номенклатура гидравлических компонентов для тяжелой техники.

Импортозависимость в наземном и скважинном оборудовании, материалах и технологиях для строительства и освоения скважин на данный момент превышает 70% по значительному ряду оборудования, систем, ПО, технологической наземной и скважинной оснастке для строительства глубоких эксплуатационных и разведочных скважин³⁴.

Основные наиболее высокотехнологичные комплексы, эксплуатируемые в России, – буровые установки, флоты для гидроразрыва пластов, колтюбинговые установки производства КНР, США, ЕС. При этом в России уже существуют проекты и прототипы ряда комплексов, ничем не уступающих иностранным.

К приоритетам относятся, прежде всего, оборудование и системы для комплектации технологических комплексов:

³⁴ Жданеев, О. В. О приоритетных направлениях развития буровых технологий в России (в порядке обсуждения) / О.В. Жданеев, К.Н. Фролов. – DOI 10.24887/0028-2448-2020-5-42-48 – Текст : электронный // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №. 5. – С. 42-48.

- программно-логические контроллеры, инверторы, датчики автоматизированных систем управления технологических процессов. Системы управления, контроля, хранения и вывода информации;
- дизельные двигатели мощностью от 50 до 2500 кВт и асинхронные электродвигатели 600-690 В, мощностью от 40 до 2000 кВт;
- запасные и сменные принадлежности для бурового оборудования из высокотехнологичных материалов, в том числе керамики, композитов, искусственных алмазов и др.;
- интегрированные комплексы оборудования для измерений и каротажа в процессе бурения;
- высокотемпературная и виброустойчивая электронно-компонентная база для скважинных систем;
- отечественные специализированные химические реагенты для буровых растворов и гидроразрыва пластов: ксантановая и гуарановая камедь, полиакриламиды;
- весь перечень элементов и оборудования гидравлики: соединители, манифольды, насосы, соленоиды, гидравлические коробки передач, гидростанции.

Процент российского оборудования, применяемого при разработке и эксплуатации месторождений выше, чем на этапе геологоразведки, бурения и освоения скважин, прежде всего из-за более высоких финансовых и инженерных возможностей вертикально-интегрированных нефтегазовых компаний в реализации курса импортозамещения в последние восемь лет. Импортозависимость по добыче можно оценить в 50-55%. По отдельным направлениям, таким как специализированное программное обеспечение, импортозависимость достигает 90%.

Основные приоритетные направления для совместной научно-технологической работы государства и бизнеса на среднесрочную перспективу до пяти лет:

- создание инновационных технологических комплексов для промышленной разработки ТРИЗ, таких как оборудование для термохимического воздействия на пласты сверхкритической водой;
- нефтепромысловая химия;
- многофазные расходомеры;
- оптоволоконные системы мониторинга притока;
- оборудование и материалы для мониторинга и стабилизации многолетнемерзлых грунтов;
- спутниковая система мониторинга состояния капитальных объектов нефтегазовой инфраструктуры месторождений на основе метода интерферометрии;
- цифровые двойники месторождений углеводородного сырья;
- программное обеспечение для проведения 3D геологического моделирования;

- программные платформы для управления процессами добычи на основе интегрированного моделирования.

Наиболее импортнезависимой в нефтегазовой отрасли является сфера транспорта нефти и газа – в среднем применяется не более 30% импортного оборудования и ПО, исключая комплектующие, оборудование и системы для сжижения природного газа с импортозависимостью до 90%.

В отраслях нефтегазопереработки и нефтехимии из-за особенностей региональных характеристик углеводородного сырья и широкой гаммы технологических процессов зачастую нет серийной унификации оборудования, что требует от производителей гибкого высокотехнологичного производства с соответствующими средствами производства и материалами. Большинство производств в стране построены по проектам с изначально заложенным иностранным оборудованием. В России требуемых предприятий и инжиниринговых проектных компаний ограниченное количество. На фоне этого доля зарубежного оборудования в данных секторах превышает по ряду заводов 70%.

В нефтегазопереработке и нефтехимии критичными приоритетами по технологиям, оборудованию и материалам являются:

- запасные части для компрессорного и насосного оборудования импортного производства в том числе подшипники, лабиринтные газодинамические уплотнения, муфты, поршневые кольца, клапаны, торцевые уплотнения, мембраны и др.;
- контрольно-измерительные приборы – анализаторы H_2 , CO , O_2 , датчики вибрации динамического оборудования, осевого смещения ротора, межфазные уровнемеры, датчики давления. Комплектующие для КИП – чувствительные элементы, электронная компонентная база;
- малотоннажная химия для производства процессинговых реагентов и материалов – блоксополимеры оксидов алкенов, алкилфенолформальдегидные смолы, сшитые деэмульгаторы, низкомолекулярные амины, имидазолины, имиды, алифатические амины и их производные, четвертичные аммониевые соединения, силиконовые масла, полигликоли, соли фосфоноксикислот, аминокислоты, водные растворы четвертичных аммонийных солей, растворимые в воде полиэлектролиты, смолы на основе сополимеров стирола и др.;
- малотоннажная химия для производства топливных присадок – сополимеры этилена и винилацетата, хромовые комплексы карбоновых кислот, димеры непредельных высших жирных карбоновых кислот и др.;
- малотоннажная химия для производства присадок для масел – пентасернистый фосфор, высокореактивный полиизобутилен, неонилфенол, додецилфенол, алкилбензол, жирные

спирты, нафтеновые базовые масла, тяжелые амины, борная кислота, винилбутиловый эфир, 1,2-диметоксиэтан и др.;

- катализаторы и цеолиты – для гидрокрекинга, каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора, производства водорода, производства ароматических углеводородов, полимеризации олефинов, синтеза терефталевой кислоты; инициаторы полимеризации этилена, винилхлорида, стирола, акрилатов, цеолиты ZSM-11 (12), BETA, ZSM-23, SAPO-41;
- технологии нефтегазопереработки – каталитический риформинг в движущемся слое катализатора, производство водорода методом парового риформинга, короткоцикловая адсорбция водорода алкилирование, каталитический крекинг и гидрокрекинг нефтяных остатков и вакуумного газойля, гидроизодепарафинизация ДТ;
- компрессорное оборудование – поршневые компрессоры мощностью более 4 МВт, компрессоры жирного газа коксования, водокольцевые компрессоры, центробежные компрессоры.

Для обеспечения технологического суверенитета в части нефтегазохимических технологий нами определены следующие приоритетные процессы, требующие отечественной разработки либо доработки:

- технологии производства этилена-пропилена пиролизом;
- технологии дегидрирования пропана;
- технологии получения бутена-1, гексена-1, альфа-олефинов;
- технология получения этилбензола-стирола;
- технология получения этилбензола-стирола (жидкофаз.);
- технология получения кумола;
- технология получения фенола-ацетона;
- технология получения БТК;
- технология получения бисфенола-А;
- технология получения винилхлорида;
- технология получения этиленоксида;
- технология получения пропиленоксида;
- технология получения акриловой кислоты;
- технология получения акрилонитрила;
- технологии получения изоцианатов;
- технологии получения полиэтилена высокого давления;
- технология получения полиэтилена низкого давления;

- технология получения линейного полиэтилена высокой плотности;
- технологии получения полипропилена;
- технологии получения каучуков;
- технологии получения полиизоцианатов;
- технологии получения эпоксидных смол.

В долгосрочной перспективе на 10 лет стратегически важно развивать нефтехимическую отрасль, объединять на единых производственных кластерах нефтеперерабатывающие заводы и нефтехимические комплексы. На данный момент уже более 30% всех нефтеперерабатывающих заводов в мире интегрированы с нефтехимическими мощностями. Данные решения позволяют как диверсифицировать продуктовую линейку, так и потенциально получить дополнительные возможности от удешевления за счет массовости и синергии операционных расходов.

Китай уже повсеместно реализует стратегию интеграции нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, что позволяет заводам показывать большую экономическую эффективность, чем на большинстве НПЗ в Северной Америке. Ближний Восток также направляет инвестиции в интеграцию своих нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, чтобы монетизировать свое сырье, и получить продукты с более высокой добавленной стоимостью.

В России также необходимо постепенно смещаться с дизельного приоритета в сторону нефтехимии, развивать процессы гидрокрекинга и каталитического крекинга с утяжеленным сырьем и дальнейшим выходом на каталитический риформинг и пиролиз. Основными направлениями в долгосрочной перспективе должны стать максимальная переработка нефти в нефтехимические продукты, вовлечение метана и полимерных отходов в переработку, переход на зеленый водород, снижение углеродного следа.

В производстве СПГ импортозависимость по ключевым позициям оборудования, от которых зависит функционирование всей системы, в среднем порядка 80%. В данном секторе есть условный прогресс по импортозамещению, и при условии, что в ближайшие 2–3 года будут успешно реализованы все проекты Минпромторга России, будет возможно постепенно замещать иностранных поставщиков. Но при этом остается открытым вопрос по производству ЗИП для эксплуатируемого оборудования.

Несмотря на то, что некоторые отечественные предприятия освоили выпуск ряда технологического оборудования для СПГ, остается очень широкая номенклатура критичных позиций для проектов СПГ, поставляемых из недружественных стран:

- осевые и центробежные компрессоры;
- газовые детандер-компрессоры (более 4 МВт);

- жидкостные детандеры-генераторы;
- компрессоры смешанного хладагента;
- мембранные элементы установок осушки газа;
- криогенные насосы и насосы отгрузки СПГ;
- подшипники качения для сред СПГ;
- пропановые холодильные установки;
- авиапроизводный газотурбинный привод со свободной силовой турбиной мощностью более 32 МВт;
- мультипликаторы мощностью более 32 МВт;
- низкотемпературные стали.

В морском транспорте СПГ ситуация аналогичная с производством СПГ. Общее число газовозов, обслуживающих российские проекты или принадлежащих компаниям с российским участием, составляет 30 единиц, что явно недостаточно при переориентации поставок газа в Азию, Африку, в перспективе в Южную Америку.

15 судов имеют ледовый класс Arc, 7 работают на проекте «Ямал СПГ» и только один из них принадлежит российской компании ПАО «Совкомфлот». 14 газовозов конвенциональные, один из них принадлежит ПАО «Газпром». Также есть одна плавучая регазификационная установка ПАО «Газпром», которая может работать в режиме газовоза. Современный типовой танкер-газовоз (СПГ-танкер или метановоз) имеет грузоподъемность в среднем 130–220 тыс. м³ сжиженного природного газа, стоимость газовоза ледового класса Arc 7 превышает 330 млн долл.

Львиная доля мирового производства танкеров для перевозки сжиженного природного газа принадлежит Южной Корее, при этом Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering (DSME) в мае 2022 г. разорвала контракт на создание трех СПГ-танкеров, которые заказал «Совкомфлот» для проекта компании ПАО «Новатэк» «Арктик СПГ-2».

В январе 2020 г. ССК «Звезда», Приморский край (ПАО «Роснефть») и компании группы ВЭБ.РФ заключили контракты на строительство пяти танкеров-газовозов ледового класса Arc7 в интересах ПАО «НОВАТЭК» для «Арктик СПГ-2». В июле 2020 г. серию продлили еще на 10 судов.

Проблемные позиции газовоза, в которых 100%-ная зависимость от поставок из недружественных стран:

- частотно-регулируемый привод (инвертор) электродвигателя;
- дизель-генераторные установки;
- главный распределительный щит энергетической системы;

- центральный пульт управления поста энергетики;
- пульт управления движением судна, система авторуления;
- валы винто-рулевых колонок.

Согласно Энергетической стратегии РФ до 2035 года, для устойчивого развития нефтегазовой отрасли необходимо обеспечить ускоренное технологическое развитие по направлениям, где зависимость от иностранного программного обеспечения достигла критической отметки. С учетом изменения в структуре минерально-сырьевой базы (ввода в эксплуатацию ТРИЗ, шельфовых проектов) становится все более критичным вопрос обладания достаточными компетенциями для эффективного ввода таких участков недр.

Создание сквозных программно-аппаратных систем: от систем автоматизированного проектирования для создания отечественных приборов, их моделирования и оптимизации до программно-аппаратных комплексов управления процессами на нефтепромыслах – внесет существенный вклад в повышение эффективности разработки месторождений.³⁵

По результатам работы с отраслевым сообществом на основе методики собственной разработки определены приоритетные проекты создания программного обеспечения для нефтегазовой отрасли в среднесрочной перспективе 3–5 лет (рисунок 9):

- программная платформа для обеспечения сквозного моделирования месторождений³⁶;
- цифровые двойники предприятий нефтепереработки и нефтегазохимии, крупно-, средне- и малотоннажных СПГ проектов;
- цифровые двойники месторождений углеводородного сырья;³⁷
- программное обеспечение для проведения 3D геологического моделирования;
- программное обеспечение для интерпретации данных сейсморазведки;
- программная платформа управления добычей на основе интегрированного моделирования работы технологической системы «пласт–скважина–система сбора–система ППД»;
- платформа для построения автоматизированной системы оперативно-диспетчерского управления процессами добычи (АСОДУ);

³⁵ Жданеев, О. В. Развитие специализированного программного обеспечения для нефтегазовой отрасли России / О.В. Жданеев, О.Н. Оленева // Газовая промышленность. – 2020. – №. 7 (803). – С. 22-29.

³⁶ Жданеев, О. В. К вопросу развития отечественной программной платформы / О.В. Жданеев, П.П. Лукьянченко. – DOI 10.33285/1999-6942-2020-1(181)-35-38 – Текст : электронный // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2020. – №. 1. – С. 35-38.

³⁷ Жданеев, О. В. Перспективы технологий индустрии 4.0 в ТЭК России / О.В. Жданеев, В.С. Чубоксаров. – DOI 10.46920/2409-5516_2020_7149_16 – Текст : электронный // Энергетическая политика. – 2020. – №. 7 (149). – С. 16-33.

- программное обеспечение для интерпретации геофизических исследований скважин;
- интегрированная программная платформа для задач нефтепереработки;
- программное обеспечение расчёта трубопроводных систем, моделирования однофазных и многофазных потоков;
- системы автоматизированного мониторинга качественных характеристик нефти в системах трубопроводного транспорта;
- разработка системы принятия решений с помощью искусственного интеллекта на основе цифровой интеграционной платформы для буровой установки;³⁸
- автоматизированная система управления буровой установкой с функциями управления, контроля, хранения и вывода информации о текущих процессах и состоянии оборудования и с интегрированной системой контроля параметров бурения, программным обеспечением для управления спуско-подъёмными операциями полностью в автоматическом режиме, ПО для бурения в авторежиме, система автоматической ориентации РУС, ПО для контроля и обработки бурового раствора, ПО для автоматического цементировочного комплекса, ПО для поддержания рабочего давления при бурении, ПО для буровой аналитической системы и др.



Рисунок 9 – Приоритетные направления разработки специализированного ПО для нефтегазовой отрасли

³⁸ Rakhimov, R. R. [et al.] Stuck Pipe Early Detection on Extended Reach Wells Using Ensemble Method of Machine Learning / R.R. Rakhimov, O.V. Zhdaneev, K.N. Frolov, M.P. Babich. – DOI 10.2118/206516-MS – Text : printed // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – 2021. (Scopus)

В итоге в России в разведке, добыче, переработке, транспортировке и распределении углеводородов заняты не менее 1,4 млн человек и не менее 300 тыс. человек работают в нефтесервисных компаниях с суммарным годовым оборотом не менее 350 млрд долл. США. Активизация НИОКР в этом сегменте могла бы стать существенным драйвером для развития всей экономики страны.³⁹ Доля России в общем объеме мирового рынка высокотехнологичной продукции составляет менее 0.3%. Это говорит о том, что современная модель экономики России не содержит в себе современного конкурентного механизма, стимулирующего инновации в широком масштабе.

1.1.4 Перспективы нефтегазовой отрасли после 2035 г.

Поддержание добычи углеводородов до 2035 г. в России планируется на основе вовлечения в разработку новых континентальных месторождений Арктики, прежде всего на севере Западной Сибири, в Восточной Сибири, прибрежных мелководных (до 10 м) месторождений в заливах Карского моря.

Ситуация вплоть до 2035—2040 гг. кардинально не изменится из-за достаточно большого, прежде всего, экономически оправданного потенциала освоения месторождений в Восточной Сибири, углубления разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами на освоенных территориях, таких как Волго-Уральский регион, Западная Сибирь.

Заполярные шельфовые проекты ограничиваются в настоящее время Приразломным месторождением и проектом Газпрома на месторождении Каменномыское море в Обской губе Карского моря, находящемся в начальной стадии реализации.

При этом на основании оценок начальных извлекаемых запасов и геологической изученности регионов сделаны выводы, что нефтегазовые ресурсы шельфа Арктики и Дальнего Востока в перспективе на 2035–2050 гг. будут занимать значительное место в поддержании уровня добычи нефти и газа в России.

Текущий неразведанный потенциал запасов нефти, газа и конденсата Арктической зоны составляет около 90% на шельфе; для сравнения: на суше – 53%. Разведанность шельфа дальневосточных морей незначительно выше шельфа Арктики и составляет 0% в Беринговом море, чуть более 1% в Японском море и сравнительно высокий показатель в 25% в Охотском море из-за широкого освоения шельфа на западе острова Сахалин.

³⁹ Жданев, О. В. К вопросу поддержки нефтесервисного рынка Российской Федерации / О.В. Жданев, П.Ю. Сорокин. – DOI 10.47711/0868-6351-188-1-173-184 – Текст : электронный // Проблемы прогнозирования. – 2021. – №. 5 (188). – С. 173-184.

В Западной и Восточной Арктике, на Дальнем Востоке в текущих ценах строительство одной стационарной ледостойкой добывающей платформы для глубин до 40–60 м оценивается не менее чем в 1–1,5 млрд долл. Единичные проекты в отдаленных морских регионах с зачастую экстремальными условиями работы, без разработки соседних месторождений влекут за собой очень высокие операционные затраты. В большей мере это происходит из-за необходимости обеспечения круглогодичной морской логистики от базового порта до нефтегазодобывающего объекта, обслуживания береговой инфраструктуры проекта, наличия специализированного флота для ликвидации разливов и аварийно-спасательных операций.

Одновременная разработка нескольких проектов, например, в рамках нефтегазоносного района или МСЦ, с синергией за счет совместного использования одной транспортной, береговой и аварийно-спасательной инфраструктуры двумя-тремя нефтегазодобывающими проектами или компаниями значительно, на десятки процентов, снижает операционные затраты, геологические и производственные риски.

В настоящее время разработка нескольких соседних нефтегазоносных объектов в рамках минерально-сырьевых центров в Арктике невозможна, прежде всего, из-за низкого процента разведанности акватории шельфа в каждом из арктических и дальневосточных морей, отсутствия подтвержденных поисково-разведочным бурением данных геологоразведки.

В среднем на подготовку только одного месторождения к эксплуатационному бурению и, соответственно, промышленному освоению в условиях шельфа Арктики и Дальнего Востока тратится от 9 до 12 лет: 2D и 3D сейсморазведка, геохимические и другие исследования, поисково-оценочное и разведочное бурение, интерпретация данных по каждой стадии работ.

В итоге для оперативного наращивания экономически оправданного эксплуатационного бурения в исследуемых регионах через 15 лет и, соответственно, решения задачи поддержания уровня добычи нефти и газа после 2035 г. необходимо уже сейчас параллельно вести несколько десятков геологоразведочных проектов по теоретически перспективным минерально-сырьевым центрам. Такие работы по ряду объективных причин не ведутся.

Нами предлагается активизировать геологоразведочные работы в Арктике для обеспечения энергетической безопасности страны в долгосрочной перспективе. В целях сокращения сроков и стоимости программы геологоразведки необходимо реализовать проект, разработанный Минэнерго России совместно с АО «ЦКБ «Коралл»» (г. Севастополь), ПАО «Газпром нефть» и Миндальвостокразвития России, по строительству мобильной ледостойкой буровой установки для разведочного и эксплуатационного бурения, способной гарантировать бурение двух и более разведочных скважин в один сезон, несмотря на ледовые условия за пределами ограниченного сезона открытой воды. Данный проект кроме активизации геологоразведочных работ в Арктике обеспечит значительный синергетический эффект по

технологическому развитию проектных и производственных компаний России, работающих как в нефтегазовой отрасли, так и в электроэнергетике, судостроении, металлургии, химическом, радиоэлектронном и цифровом секторах промышленности.

Наращивание геологоразведочных работ в ближайшие несколько лет, в том числе программное, а не выборочное бурение поисковых и разведочных скважин, является ключевым фактором, обеспечивающим успешное долгосрочное планирование развития экономики страны в период после 2035 г. и социально-экономический рост Арктики и Дальнего Востока.

1.2. Угольная отрасль

По результатам 2021 г. добыча энергетического и коксующегося угля составила 439,5 млн т, из которых 223,3 млн т или 51% было отправлено на экспорт, 113 млн т добывается в 54 угольных шахтах и 326,5 млн т – на 117 карьерах.

Добыча угля по итогам 2021 г. увеличилась на 36,9 млн т (+9,2%) относительно 2020 г. Доля открытого способа добычи в общем объеме производства угольной продукции составляет чуть более 74%. В территориальном разрезе статус крупнейших угледобывающих регионов страны сохранили Сибирский (76,4% от общего объема) и Дальневосточный федеральные округа (20% от общего объема).

Согласно Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации, уголь входит в первую группу полезных ископаемых, запасы данной группы обеспечивают потребности страны на длительную перспективу. При этом ряд регионов испытывают дефицит запасов углей.

Современная минерально-сырьевая база угля России в целом характеризуется неблагоприятным географическим размещением многих разведанных месторождений, что требует крупных капитальных вложений для их освоения и ухудшает экономические показатели добывающих предприятий. В связи с этим многие российские месторождения, в том числе открытые и разведанные еще в советское время, до сих пор простаивают.

Для угольной отрасли до 2035 г. особенно существенны риски, возникающие в связи с энергетическим переходом, риски сокращения внутреннего спроса и снижения экспорта. Для компенсации данных рисков требуется решение задач увеличения производительности труда, обеспечение эффективного использования ресурсного потенциала угледобывающей отрасли, необходимо создание специализированных программно-аппаратных комплексов.

Последние десять лет угольная промышленность стабильно развивалась вместе с восстановительным ростом экономики страны. Стоит отметить значительный, начиная с 2011 года, более чем на 100 млн. тонн в год, рост объемов производства угля в России и наличие в стране большого ряда частных и государственных предприятий по выпуску широкой

номенклатуры машиностроительной продукции, также в 2,5 раза (в текущих ценах) вырос объем инвестиций в основной капитал угольных предприятий, введено 297 млн. тонн новых мощностей по добыче угля.

Продолжаются активные горные работы в традиционных угольных регионах: Кузнецкий, Канско-Ачинский, Горловский и Минусинский бассейны. Началось промышленное освоение угольных месторождений в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и в Арктической зоне Российской Федерации. Угольные компании России успешно расширяют своё присутствие на мировом рынке: в международной торговле углем доля России за 10 лет выросла с 9 до 15 процентов.

Стратегическим вызовом, оказывающим значительное влияние на состояние угольной промышленности России, является увеличение импортозависимости от иностранного оборудования. Общий государственный курс на импортозамещение практически обошёл угольную промышленность стороной, прежде всего из-за полностью частного характера владения и управления 99% угледобывающих и углеобрабатывающих предприятий России.

Процент российского оборудования для подземной добычи угля, введённого в эксплуатацию за последние пять лет составляет:

- дизельные шахтные локомотивы - 10%
- очистные комбайны - 10%;
- механизированные комплексы - 30%;
- погрузочные машины - 50%;
- проходческие комбайны - 60%;
- дизельные шахтные дороги - 90%.

В итоге доля введенного отечественного оборудования на шахтах возросла с 24% в 2015 г. до 39% на 2022 год.

Процент российского оборудования для карьерной добычи угля, введённого в эксплуатацию за последние пять лет, составляет:

тяжёлые бульдозеры, класса выше 20 – 15%.
автосамосвалы свыше 40 т включительно – 5%;
автосамосвалы до 40 т включительно – 20%;
погрузчики – 5%;
экскаваторы-мехлопаты – 25%;
экскаваторы-драглайны – 25%;
буровые станки – 30%.

В итоге на угольных карьерах произошло увеличение введенного импортного оборудования с 70% до 96% за 8 лет к 2022 году.

Объём введенного импортного оборудования в угольной промышленности вырос в процентном отношении с 71% в 2015 г. до 94% в 2022 году. Фактический уровень импортозависимости оборудования для открытых горных работ по состоянию на 2021 г. составлял не менее 80%, оборудования для ведения шахтной добычи – не менее 50%.

На основе анализа закупок приобретаемое угледобывающими компаниями оборудования можно сделать вывод что до 24.02.2022 года и по настоящий момент основной упор в закупках предприятий направлен на импортное оборудование, которое зачастую превосходит по техническим и эксплуатационным характеристикам российские аналоги при их наличии. Предусмотренные целевыми индикаторами реализации проекта «Стратегии развития тяжелого машиностроения на период до 2020 г. и на перспективу до 2030 года», в части снижение доли импортной продукции тяжелого машиностроения на внутреннем рынке до 27,9% и достижение уровня локализации производства на совместных предприятиях до 75% достигнуты не были.

Отдельно стоит выделить зависимость угольной промышленности от поставок из недружественных стран высокопроизводительных очистных комбайнов (более 90% закупок из США, Польши и Германии), применяемых для разработки угольных пластов длинными очистными забоями. Украину в 2022 году постепенно стал замещать Китай в поставках оборудования в секторе проходческих комбайнов – доля Украины составляла до 40%, электровозов – Украина долгие годы была единственным поставщиком в Россию.

Половина одноковшовых экскаваторов в Россию поставляется из Японии: Hitachi и Komatsu. Практически 100% одноковшовых погрузчиков в карьерах поставляется из Японии – 25%, Польши – 20%, Китая – 20%, США – 15% и др. стран. В России существует два-три производителя одноковшовых погрузчиков небольшой вместимости – до 5,5 м³. Иностранные производители CAT, Komatsu и Liebherr предлагают машины с объёмами ковшей большей номенклатуры до 20 м³ и более. Производство многоковшовых карьерных роторных экскаваторов отсутствует в России, отечественных компании работают на украинском и немецком оборудовании – 41 комплекс в стране.

Программа развития угольной промышленности России на период до 2035 года (далее - Программа) утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 июня 2020 г. № 1582-р. Программа определяет цель, задачи и мероприятия государственной политики в угольной отрасли на период до 2035 года и предусматривает уточнение спроса на российский уголь на внешнем и внутреннем рынках с учетом возможностей отрасли по увеличению объемов добычи угля, рентабельности продаж угольной продукции и инфраструктурных ограничений по экспортным поставкам.

В 2011 - 2021 годах ухудшились некоторые финансовые показатели работы отрасли:

- из-за низких темпов обновления основных фондов;

- из-за низких технологических нагрузок на высокопроизводительное импортное оборудование и низкого технического уровня многих видов российской горно-шахтной и горнотранспортной техники;
- угольная отрасль полностью частная, участие государственного регулятора в жизни отрасли минимально. что вполне обоснованно обусловило доведение экономической эффективности до предела: практически нулевые запасы оборудования и запасных частей на складах, отсутствие практических программ по импортозамещению, переориентация закупок всего без исключения оборудования в Китае;
- российский бизнес не был готов к финансированию разработок и внедрению новых видов продукции горно-шахтного назначения до 2022 года.

Программа развития угольной промышленности России на период до 2035 года составлена до 2022 года. Планируется осуществлять поэтапный вывод из эксплуатации неэффективных производственных мощностей по добыче и переработке угля с низкой производительностью труда, модернизация стабильных и перспективных предприятий отрасли путем использования эффективных технологий и высокопроизводительного оборудования для добычи, переработки и комплексного использования угля, оптимизация численности занятых в угледобыче, в том числе путем внедрения аутсорсинга. Предполагается, что всё это позволит к 2035 году в 3 – 4 раза (не менее 3,8 тыс. т/чел. в год) повысить производительность труда занятых на добыче угля (в основном производстве), тем самым достичь по этому показателю уровень развитых угледобывающих стран мира и на шахтах среднесуточную добычу угля из одного очистного забоя до показателя более 10 тыс. т в сутки

Консервативный сценарий Программы предусматривает добычу угля в объеме 485 млн. тонн в 2035 году, в том числе 140 млн. тонн коксующихся углей и 345 млн. тонн энергетических углей. Поставки угольной продукции на внутренний рынок при этом составят 170 млн. тонн (40 процентов общего объема поставок) и на экспорт - 259 млн. тонн (60 процентов).

Оптимистический сценарий предполагает добычу угля в 2035 году в объеме 668 млн. тонн, в том числе 150 млн. тонн коксующихся углей и 518 млн. тонн энергетических углей. Поставки угольной продукции на внутренний рынок при этом составят 196 млн. тонн (33,3 процента общего объема поставок) и на экспорт - 392 млн. тонн (66,7 процента).

Также в 2020 году утверждены две подпрограммы: "Развитие производственного потенциала угольной промышленности" и "Обеспечение технологического развития угольной промышленности", которые предусматривают большой ряд технико-технологических и программных внедрений в угольной отрасли.

При подземном способе добычи угля планируется продолжение реализации следующих основных направлений современного производственно-технологического развития:

- рациональное извлечение запасов угольных месторождений при создании эффективных и безопасных технологий геоинформационного обеспечения и системы автоматического управления на горных предприятиях;
- управление состоянием горного массива и применение технологий, обеспечивающих предотвращение газодинамических явлений в шахтах;
- использование технологий, обеспечивающих повышение эффективности вентиляции и дегазации угольных шахт;
- внедрение эффективных способов и средств подавления и локализации пыле- и метановоздушных смесей;
- освоение технологий добычи угля без постоянного присутствия людей в очистных и подготовительных забоях на базе современной комплексной механизации - автоматизация и роботизация проведения горных выработок на основе создания нового класса горнопроходческих машин, комплексно-механизированных забоев;
- развитие промышленного интернета вещей при подземном способе добычи угля (единые информационно-управляющие инфраструктуры, предназначенные для мониторинга и управления любым технологическим оборудованием в шахте, обеспечения связи и сигнализации, наблюдения, оповещения и поиска людей, застигнутых аварией);
- выполнение мероприятий по созданию и модернизации российской испытательной стендовой базы для основной номенклатуры горного оборудования.

При открытом способе добычи угля развитие производственно-технологического потенциала предусматривает:

- обеспечение проектных эксплуатационных нагрузок на действующее выемочно-погрузочное оборудование;
- освоение циклично-поточной технологии при добыче угля и на вскрышных работах;
- внедрение новых видов техники для открытых горных работ (кранлайны, комбайны послойного фрезерования, комплексы глубокой разработки пластов и другое).

Ключевым определением Программы, которое в настоящее время требует кардинального пересмотра и поиска решений, заключается в том, что формирование парка высокотехнологичного российского оборудования должно происходить при допустимо возможном импортозамещении горного оборудования.

В целях восстановления горного машиностроительного комплекса страны до объёмов производства, позволяющих обеспечить технический и технологический суверенитет угледобывающей отрасли, необходимо:

- рассмотреть возможность локализации и целевой диверсификация горно-шахтного производства на мощностях оборонно-промышленного комплекса Российской Федерации, которые за последние 20 лет существенно модернизировались, при этом масса-габаритные и качественные характеристики большей части номенклатуры оборудования для угольной промышленности совпадают с тяжёлой военной техникой и системами;
- воссоздать научно-конструкторскую школу в России по разработке добычной, проходческой и транспортной техники;
- создать нормативно-правовые основы развития системы проектирования капиталоемкого горно-шахтного оборудования;
- модернизировать испытательную стендовую базу для основной номенклатуры горного оборудования;
- отредактировать налоговую нагрузку для предприятий, выпускающих и вводящих в эксплуатацию оборудование, признанное приоритетным отраслевым сообществом;
- нормативно обеспечить амортизацию на зарубежное эксплуатируемое оборудование

Для наращивания отечественных научно-технологических компетенций в области разработки и производства горнодобывающего оборудования для угольной отрасли в новых геополитических условиях 2022 года основной фокус проектов технологического развития необходимо сохранять на следующих направлениях:

- оборудование и технологии мониторинга и контроля состояния горного массива;
- оборудование и технологии автоматизированных транспортных средств, включая гидротранспорт угля;
- очистные комбайны для отработки угольных пластов и механизированные крепи;
- буровые станки, в том числе автоматизированные;
- бульдозеры тягового класса в 25 т и выше;
- одноковшовые погрузчики;
- взрывозащищенные электродвигатели напряжением свыше 1140 В;
- автоматизированные системы управления технологическими процессами;
- «умные» средства индивидуальной защиты.

Необходимо отметить пилотные успешные проекты импортозамещения и технологического развития по следующим направлениям:

- системы безлюдной транспортировки угля;

- специализированная бульдозерная техника;
- программное обеспечение планирования и логистики угольных производств.

Разработка и внедрение программно-аппаратных комплексов для угольной отрасли вместе с адаптированным под автоматизацию работ оборудованием предполагают инвестиции в размере 779 млрд руб. до 2035 г. частными инвесторами, угольными компаниями. Здесь важна прямая заинтересованность компаний во внедрении технологий, основанная на доказанной технической и экономической эффективности новых решений. В настоящий момент российскими разработчиками систем для угольной отрасли представлены только отдельные модули программно-аппаратных систем, не заменяющие интегрированные импортные решения.^{40, 41}

Отдельно определены наиболее приоритетные технологии в сфере программно-аппаратных комплексов и программного обеспечения в угольной отрасли (рисунок 10):

- «Цифровая шахта», «Цифровой разрез», «Цифровая обогатительная фабрика» – все эти проекты призваны обеспечить циклично-поточную и поточную технологию ведения горных работ и оснащение разрезов автоматизированными мобильными дробильно-перегрузочными установками, а также высокопроизводительной горнотранспортной техникой непрерывного и циклического действия;
- Роботизированные комплексы, обеспечивающие разработку тонких и крутых пластов с высокой селективностью, проведение буровзрывных работ;
- 3D моделирование и планирование горных работ (зависимость от импорта 90%);
- Создание единой открытой платформы для интеграции отдельных ПО, которая будет способствовать консолидации отраслевого спроса и определения недостающих решений;
- Системы дистанционного мониторинга природных и энергетических систем с использованием авиационных и космических (спутниковых) систем, включая автоматизированные системы контроля окружающей среды (атмосферы, гидросферы, криосферы, ландшафтов, почв), эмиссии углекислого газа и выбросов загрязняющих веществ предприятиями отраслей ТЭК;
- Интеллектуальные многофункциональные системы безопасности горных работ.

⁴⁰ Жданеев, О. В. Приоритетные направления развития российского программного обеспечения для угольной промышленности. Часть 1 / О.В. Жданеев, О.А. Оленева. – DOI 10.18796/0041-5790-2021-6-18-22 – Текст : электронный // Уголь. – 2021. – №. 6 (1143). – С. 18-22. (Scopus)

⁴¹ Жданеев, О. В. Приоритетные направления развития российского программного обеспечения для угольной промышленности. Часть 2 / О.В. Жданеев, О.А. Оленева. – DOI 10.18796/0041-5790-2021-7-13-19 – Текст : электронный // Уголь. – 2021. – №. 7 (1144). – С. 13-19. (Scopus)

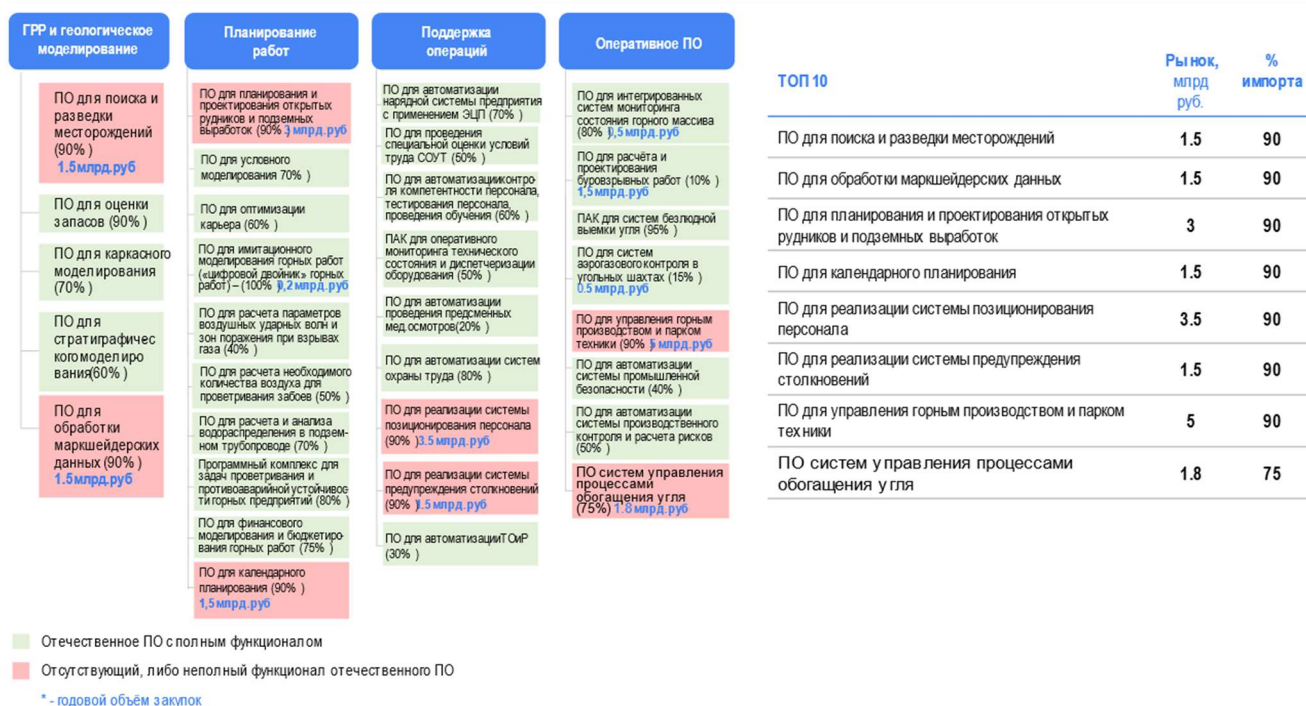


Рисунок 10 – Приоритетные направления развития специализированного ПО в угольной отрасли

1.3. Электроэнергетика

В долгосрочной перспективе до 2035 г. спрос на электроэнергию будет ежегодно расти. Обеспечить положительную динамику предполагается за счет развития возобновляемой энергетики, модернизации существующего неэффективного как угольного, так и газового генерирующего оборудования с увеличением единичной мощности энергоустановок, строительства новых электростанций: ТЭС, АЭС, ГЭС.

При установленной мощности всех электростанций России 2525 ГВт показатели производства электроэнергии за 2021 г. составили: 1131 млрд кВт·ч. Наибольшую долю в выработке электроэнергии в Российской Федерации в 2021 г. занимает тепловая генерация – 60,7%, в том числе на основе природного газа – 47,8%, угля – 12,6%, прочих видов топлива – 0,2%. Далее в структуре выработки электроэнергии следует атомная генерация – 19,7% и гидрогенерация – 19,1%. Доля возобновляемых источников энергии в структуре выработки составляет 0,5%, в том числе ветрогенерация 0,3%, солнечная генерация 0,2%. Внутреннее потребление электроэнергии в РФ составляет 1109 млрд кВт·ч. За 2021 г. введено 2,8 ГВт новых мощностей. С учетом текущих свободных мощностей и при условии наращивания потребления вместе с ростом промышленного производства и экономики в целом уже сейчас требуются инновационные энергоэффективные технические решения.

По данным Минпромторга России, на начало 2014 г. уровень импортозависимости энергетического машиностроения, кабельной и электротехнической промышленности составлял 31%. По итогам 2018 г. доля импорта сократилась до 27%, в 2020 г. импортозависимость в

отрасли энергетического машиностроения, кабельной и электротехнической промышленности в целом снизилась до 24% и в 2021 г. достигла 23%. Объем производства продукции в 2020 г. составил 619 млрд руб. (рост на 2% с 2019 г.) Объем государственного финансирования в 2018-2020 гг. составил более 8 млрд руб.

Для обеспечения электроэнергетики собственными технологическими решениями сформированы цели и приоритеты технологического развития, определены проектные риски в процессе их реализации, проблемы и задачи на перспективу, направления развития кадрового потенциала⁴². Повышение темпов технологического развития страны требует развития следующих технологий:

- технологии производства электронных компонентов для микропроцессорных систем диагностики и датчиков, систем связи, автоматизированных систем управления технологическими процессами, исполнительные механизмы которых, в свою очередь, строятся на ряде компонентов силовой электроники, систем релейной защиты и автоматики;
- цифровые технологии: управление спросом на электрическую энергию, цифровые двойники, Smart House, Smart Grid (в том числе «умные» приборы учета, мониторинг сети в режиме реального времени), Smart City и др.;
- технологии традиционной генерации: газовые турбины мощностью 35 МВт и более с высоким КПД (более 60% в режиме парогенераторных установок), паровые турбины на сверхкритичные параметры пара, паровые котлы с циркулирующим кипящим слоем;
- технологии «зеленой» энергии: технологии производства электромобилей, технология V2G (двухстороннее использование электромобилей и гибридов, подразумевающее подключение машины в общую электрическую сеть для подзарядки и сглаживания пиков потребления), технологии повышения эффективности возобновляемых источников энергии, технологии накопления и хранения электрической энергии, водород и др., которые позволят достичь целей в области устойчивого развития.

Один из ключевых факторов роста рынка программно-аппаратных комплексов для электроэнергетики России – оптимизация управления активами за счет удаленного мониторинга

⁴² Жданеев, О. В. Вызовы для энергосектора России до 2035 года / О.В. Жданеев, С.С. Зуев. – DOI 10.46920/2409-5516_2020_3145_12 – Текст : электронный // Энергетическая политика. – 2020. – №. 3 (145). – С. 12-23.

и управления объектами электросетевого и энергетического хозяйства⁴³. Общий экономический эффект от внедрения интернета вещей (IoT) в электроэнергетике оценивается в 532 млрд руб до 2025 г., из которых порядка 34% будет подтверждено предотвращенным потерям электроэнергии.

Благодаря цифровой трансформации, согласно проекту Минэнерго России «Цифровая электроэнергетика», продолжительность перерывов электроснабжения и частота технологических нарушений (SAIDI/SAIFI) ежегодно будут снижаться на 4 и 3% соответственно, к 2024 г. достигнут значений 3,53 и 1,17, а к 2035 г. – 2,23 и 0,85 соответственно. При этом уровень состояния технологического оборудования повысится на 5%, а число аварий будет снижено на 20%.

Планируемое снижение электроэнергоемкости ВВП составит 14-15% в соответствии с проектом «Цифровая электроэнергетика». Рост рынка программного обеспечения в электроэнергетике достигнет 60 млрд руб. в год к 2026 г.

В цифровизации электроэнергетики определены наиболее приоритетные цифровые технологии в электроэнергетике (рисунок 11):

- технологии производства электромобилей и зарядной инфраструктуры;
- платформа общего взаимодействия между субъектами энергорынка, включая системы загрузки, очистки, нормирования данных для нужд создания хранилищ данных (data lakes), высокопроизводительные и высоконагруженные шины обмена данными;
- система оперативного управления производством;
- системы управления активами предприятий, включая информационные системы управления техническим обслуживанием и ремонтами технологического оборудования (ИСУ ТОиР), системы удаленного мониторинга и диагностики технологического оборудования (СУМиД) и программное обеспечение для предиктивной аналитики;
- программное обеспечение для ВИЭ, включая программное обеспечение для систем интеграции автономных ВИЭ в энергосистемы и системы прогнозирования выработки электроэнергии электростанциями на основе ВИЭ;
- интеллектуальные приборы учета.

⁴³ Жданев, О. В. Приоритетные направления развития российского программного обеспечения для электроэнергетики / О.В. Жданев, О.Н. Оленева. – DOI 10.34831/EP.2020.59.72.003 – Текст : электронный // Энергетик. – 2020. – №. 12. – С. 42-48.

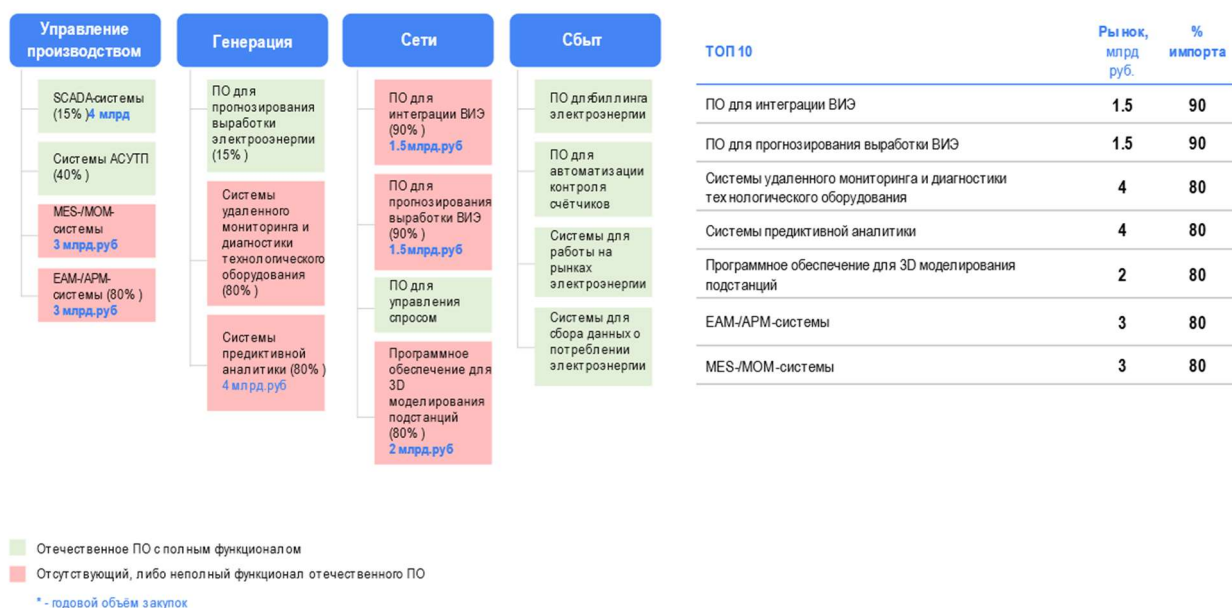


Рисунок 11 – Приоритетные направления развития специализированного ПО в электроэнергетике

Мировой объем производства ЭКБ в 2021 г. составил 440,4 млрд долл., объем импорта в Россию составил 1,5 млрд долл. (0,3% от мирового), объем потребления машиностроительными предприятиями, производящими оборудование для топливно-энергетического комплекса, – 90 млн долл. (5% от общероссийского), при этом доля отечественной ЭКБ на рынке России составляет примерно 16%, около 84% импортируется.

В целом, если рассматривать ситуацию производства ЭКБ в РФ, то насчитывается не менее 30 крупных компаний производителей, объем продаж которых в 2019 г. составил 24,7 млрд руб., но в основном они сосредоточены на решении узкоспециализированных задач, которые не нацелены на потребительские рынки и потребности ТЭК.

Ключевые импортируемые компоненты, требующие локализации в стране:

- процессоры с долей импорта 99%;
- микроконтроллеры с долей импорта 90%;
- микросхемы памяти с долей импорта 90%;
- прочие микросхемы (ЦАП, АЦП, усилители и др.) с долей импорта 40-90%.

Решение задачи импортозамещения зарубежных средств АСУ ТП в ТЭК с 80% до максимально возможных 25% с учетом компетенций отечественных разработчиков, в том числе государственных корпораций, позволит российским предприятиям ТЭК обеспечить непрерывность производственных процессов, технологическую независимость от импортных АСУ ТП, снизит риски, связанные с возможностью остановки функционирования средств автоматизации и/или их технической поддержкой.

Среди наиболее значимых комплектующих АСУ ТП, с которых целесообразно начинать реализацию плана проведения работ, можно отметить следующие⁴⁴:

- SCADA платформы;
- ПЛК;
- общепромышленные и специализированные инверторы.
- серверы баз данных (ЦОД);
- датчики и измерительное оборудование.

Необходимость производства отечественных ПЛК, датчиков и исполнительных устройств для предприятий ТЭК, которые зачастую являются объектами КИИ, трудно переоценить. Кроме того, в России отсутствует независимая школа стандартизации разработки нормативно-правовой документации в области промышленных автоматизированных систем управления.

1.4. Энергопереход⁴⁵

За последние десятилетия глобальная экономика углеводородной энергетики столкнулась с серьезными экономическими и экологическими проблемами. Растущая потребность в энергии приводит к увеличению доли альтернативных видов топлива в мировом энергобалансе. Начиная с 1970-х годов, наблюдается рост средней температуры климатической системы Земли со скоростью 0,17 °С за десятилетие, связанный с увеличением концентрации ПГ в атмосфере за счет антропогенного воздействия. На территории Российской Федерации температура повышается со средней скоростью 0,43 °С за десятилетие. Ожидается, что за следующие 20 лет повышение температуры составит более 1,5 °С.

Парижское соглашение призвано сосредоточить усилия по ограничению роста среднегодовой температуры к 2100 г. до 1,5 °С от доиндустриального уровня. Энергетический сектор является источником более 60% глобальных выбросов парниковых газов из-за использования ископаемого топлива. Основным ПГ антропогенного происхождения является CO₂. Сегодня концентрация CO₂ в атмосфере составляет 417 частей на млн, увеличившись на 3 частей на млн только за последний год, что напрямую влияет на климатические изменения.

⁴⁴ Жданеев, О. В. К вопросу импортозамещения АСУ ТП в отраслях ТЭК / О.В. Жданеев, П.П. Лукьянченко. – DOI 10.33285/1999-6942-2020-2(182)-5-9 – Текст : электронный // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2020. – №. 2. – С. 5-9.

⁴⁵ Жданеев, О. В. Развитие ВИЭ и формирование новой энергополитики России / О.В. Жданеев, С.С. Зуев. – DOI 10.46920/2409-5516_2020_2144_84 – Текст : электронный // Энергетическая политика. – 2020. – №. 2 (144). – С. 84-95.

Экономика замкнутого цикла призвана изменить классическую линейную модель производства, концентрируясь на продуктах и услугах, которые минимизируют отходы и другие виды загрязнений. При цикличной экономике материалы собираются и затем утилизируются, создавая круговую систему, предполагающую сокращение потребления, повторное использование и переработку материалов и побочных продуктов или экономически эффективное удаление в хранилища в сочетании с другими процессами.

Технологии CCUS (carbon capture utilisation storage, улавливание, хранение и использование углерода) могут обеспечить необходимое снижение уровня диоксида углерода в рамках цикличной углеродной экономики – структуры, в которой выбросы диоксида углерода и других парниковых газов снижаются посредством следования четырем принципам «4R»:

- сокращение;
- повторное использование;
- переработка;
- утилизация.

При цикличном использовании выбросы CO_2 от сжигания углеводородов улавливаются, используются повторно и перерабатываются в другие виды энергии или продуктов или хранятся под землей, замыкая углеродный цикл. В качестве приоритетных направлений для разработок в России определены:

- оборудование и технологии улавливания углекислого газа, в том числе из технологических потоков химических производств и переработки природного газа, улавливания углекислого газа из кислородсодержащих технических потоков, из дымовых газов, в системах с комбинированным циклом комплексной газификации, при сжигании топлива в потоке чистого кислорода и для прямого улавливания углекислого газа из воздуха;
- оборудование и технологии компримирования углекислого газа;
- оборудование и технологии транспортировки углекислого газа трубопроводными способами, с использованием наземных, морских и железнодорожных транспортных средств, в резервуарах;
- оборудование и технологии закачки и хранения углекислого газа в различных типах геологических образований;
- оборудование и технологии временного хранения углекислого газа в стационарных резервуарах;
- оборудование и технологии использования углекислого газа;
- оборудование и технологии химической переработки углекислого газа;

- оборудование и технологии учета эмиссии, улавливания, закачки для утилизации и хранения углекислого газа;
- специализированное программное обеспечение для систем учета и отчетности по эмиссии, для систем улавливания, переработки и утилизации углекислого газа.

Реализация мер по разработке конкурентоспособных технологий и государственного регулирования, направленных на создание отрасли CCUS, позволит достичь следующих эффектов:

- сокращение объема выбросов CO₂ в промышленности до 270 млн т/год; при развитии технологий получения водорода методом паровой конверсии метана в сочетании с CCUS водорода (к 2030 г.) – еще 20 млн т;
- улавливание выбросов CO₂ к 2030 г. до 50 млн т/год, к 2050 г. – более 400 млн т/год;
- повышение уровня технологического экспорта РФ.

Возможно также достижение положительных эффектов для существующих производств, в том числе:

- поддержание работы более 25 крупнейших тепловых электростанций РФ, работающих на ископаемом топливе, с суммарной установленной электрической мощностью-брутто ~50 000 МВт;
- повышение уровня нефтеотдачи пластов за счет закачки диоксида углерода на >20%;
- уменьшение стоимости производства карбамида – важнейшего азотного удобрения на >15% при использовании CO₂, извлеченного из дымовых газов;
- обеспечение углекислым газом 10 ключевых заводов по производству метанола;
- поддержание объемов производства уксусной кислоты на уровне ~200 тыс. т/год;
- использование 30% заброшенных скважин (из более чем 150 тыс.) для хранения CO₂;
- увеличение рынка диметилового эфира, являющегося перспективным моторным топливом.

Одной из многообещающих энергетических альтернатив является водород, который сам по себе имеет важное преимущество относительно других источников – связь с существующими отраслями промышленности, в том числе добычей и переработкой углеводородов. Это добавляет гибкости цепочке производства энергии и конечного использования, создавая мост между ископаемыми, ядерными, возобновляемыми источниками энергии и электрической энергией. Кроме того, водород в качестве продукта также используется в промышленных химических, металлургических и других процессах. При производстве методом электролиза из возобновляемых источников энергии или методом

паровой конверсии метана в сочетании с CCUS водород можно рассматривать как энергоноситель с низким углеродным следом.

Потенциальный рынок водородных технологий на порядок превышает рынок водорода. И в случае, если РФ займет 10% рынка водородных технологий, государство сможет получать до нескольких миллиардов долларов (4,1-4,3 млрд долл.) в год налоговых поступлений от технологических компаний.

Водород является одним из ключевых инструментов достижения замкнутой углеродной экономики, задействуя 3 из 4 рычагов «4R» (сокращение, переработка, утилизация). Около 90% эффекта декарбонизации за счет водорода лежит в области сокращения выбросов углерода. Потенциал сокращения выбросов от использования низкоуглеродного водорода оценивается в 5-6 Гт CO₂-экв. в год, что составляет ~20% требуемого сокращения (для удержания глобального потепления в пределах 1,5 °C).

Приоритетным водородным направлением для разработок в России с целью обеспечения энергоперехода является низкоуглеродный водород, полученный методом электролиза. В ближайшее десятилетие конкурентоспособность водорода, полученного в результате электролиза, повысится за счет роста эффективности и снижения капитальных затрат, особенно в районах с обильными возобновляемыми ресурсами и дешевой электроэнергией. По мировым прогнозам, подтвержденных заявлениями крупнейших стран, потребление низкоуглеродного водорода составит ~60 млн т в 2030 г., в Европейском союзе целевой показатель по использованию водорода – 20 млн т к 2030 г., в том числе 5 млн т дополнительного внутреннего производства сверх ранее запланированных 5,6 млн т (Fit for 55) и 10 млн т дополнительного импорта. Ключевыми технологическими приоритетами для РФ определены:

- оборудование и технологии получения низкоуглеродного водорода, в том числе из углеводородов, путем химического разложения воды, в процессах газификации угля, биопереработки растительного сырья и ТБО, с использованием термохимических, термоэлектрохимических циклов и возможностей атомной энергетики, методом электролиза;
- оборудование и технологии хранения и транспортировки водорода, в том числе в жидком состоянии, в сжатом состоянии, в связанном состоянии в органических и неорганических соединениях, в геологических образованиях и подземных газовых хранилищах;
- оборудование и технологии барьерных покрытий внутренней части газопроводов, сосудов низкого давления и технологических узлов для транспортировки водорода и метано-водородных смесей;
- оборудование и технологии синтеза, разложения и использования аммиака и метанола;

- оборудование и технологии производства топливных элементов, в том числе технологии на основе топливных элементов, включая энергетические установки, гибридные платформенные решения для транспортного применения, гибридные энергетические установки для космических летательных аппаратов;
- оборудование и технологии производства синтетического топлива, в том числе для ракетной и авиационной промышленности;
- оборудование и технологии использования водорода для тепло- и электроснабжения, в том числе для распределенной энергетики;
- оборудование и технологии обеспечения безопасности проведения работ с водородом, включая удаление водорода при его несанкционированном выбросе в замкнутом помещении;
- оборудование и технологии очистки и выделения водорода.

Разработка и внедрение водородных технологий в РФ будут способствовать технико-экономическому развитию РФ, а именно:

- строительству порядка 30 ГВт новой генерации возобновляемой энергетики для производства водорода с помощью эффективных электролизеров;
- технологической независимости отрасли водородной энергетики и отсутствию рисков ограничения доступа к необходимым технологиям;
- до \$0,6–0,8 млрд в год – налоговые поступления от технологических компаний, обеспечивающих оборудованием российских поставщиков водорода;
- до \$3,5 млрд в год – налоговые поступления от технологических компаний, поставляющих оборудование на экспорт, если Россия займет 10% рынка технологий водородной энергетики, в том числе в странах ЕАЭС;
- повышению уровня локализации водородных технологий после 2035 г. > 60%;
- расширению технологического экспорта в страны БРИКС.

Помимо развития новых углеродонейтральных направлений в энергетике, внедрение отечественных водородных технологий также имеет отраслевые эффекты для реального сектора, а именно:

- поддержание работы 32 ключевых нефтеперерабатывающих предприятий, 24 заводов по производству аммиака и 9 заводов по производству метанола;
- поддержание объемов нефтепереработки на уровне ~280 млн т/год;
- обеспечение внутреннего потребления нефтепродуктов на уровне ~170 млн т/год и экспорта на уровне ~150 млн т/год;

- удержание объема доходов в федеральный бюджет от экспорта нефтепродуктов ~5000 млрд руб. в год;
- обеспечение экспорта аммиака на уровне ~4,5 млн т/год, азотных удобрений на уровне ~14,5 млн т/год;
- сохранение ~5,4% мирового рынка производства метанола;
- сохранение объемов производства: автомобильного бензина ~40 млн т/год, дизельного топлива ~80 млн т в год, реактивного топлива керосинового типа ~12 млн т/год, нефтяных масел ~1,5 млн т/год;
- сохранение более 120 тыс. рабочих мест.

Зачастую в работах по исследованию потепления климата, анализу объемов парниковых газов, выделяемых промышленностью, упускается наиболее решающий потенциальный фактор увеличения поступления в атмосферу диоксида углерода и метана из экосистем высоких широт за счет таяния «вечной мерзлоты». При этом, согласно существующим выводам, объемы выделяемого CH_4 в зоне вечной мерзлоты значительно выше, чем CO_2 .

Трансформация электроэнергетического сектора предполагает прежде всего фокусировку сил на высокотехнологичном производстве электроэнергетического оборудования и электроники, в том числе за счет импортозамещения, а также существенное расширение существующих в стране мощностей альтернативной энергетики с текущей общей установленной мощностью в 5,2 ГВт, за 2021 г. было выработано 5,2 млрд кВт·ч, введено 1,2 ГВт новых мощностей. Коэффициенты использования установленной мощности электростанций ВИЭ составляют для ветрогенерации 28%, для солнечной генерации 14%, что по технологическим причинам на порядок ниже традиционной энергетики.

Увеличение доли возобновляемой энергетики в энергобалансе страны и существенный потенциал экспорта оборудования для низкоуглеродной энергетики могут стать драйверами преобразования всей отрасли электроэнергетики в целом и тесно с ней связанных нефтегазовой и угольной отраслей промышленности. Это позволит обеспечить необходимую загрузку мощностей энергетического машиностроения, электротехнической и кабельной промышленности, диверсификацию производств предприятий ОПК, а также будет способствовать снижению зависимости электроэнергетических компаний от импортного оборудования, включая электронные компоненты.

Большинство стран ЕС поставили себе целью достижение климатической нейтральности к 2050 г. и планируют направлять для этого от 1 до 2% ВВП на развитие зеленой экономики, основной частью которой являются ВИЭ и технологии низкоуглеродного водорода.

В России в результате реализации первой программы поддержки возобновляемой энергетики, действующей до 2024 г., создан отдельный сектор промышленности, включающий

компаний, разрабатывающие отдельные инновационные решения и предприятия, серийно выпускающие оборудование для «зеленой» энергетики. В РФ уже построено около 0,5 ГВт ВЭС и 1,2 ГВт СЭС. А к 2024 г. мощность зеленой энергетики вырастет до значения более 5,5 ГВт.

Второй этап программы поддержки ВИЭ ставит целью повышение требований по локализации производства оборудования. В период с 2023 по 2035 г., будет введено более 6,7 ГВт энергогенерирующих объектов ВИЭ, в том числе 2,4 ГВт солнечных, 4,1 ГВт ветровых электростанций и 0,2 ГВт малых гидроэлектростанций.

Подавляющее большинство российских компаний производителей работают исключительно на внутренний рынок, объем которого невелик, по сравнению с ведущими странами, что в том числе тормозит проведение собственных перспективных НИОКР в различных отраслях ВИЭ.

Также действующая программа поддержки ВИЭ позволила создать в России базу для производства оборудования и привела к снижению стоимости строительства. Затраты на строительство 1 кВт солнечных электростанций упали с 115,7 тыс. руб. в 2013 г. до 49,8 тыс. руб. в 2019 г., ветровых электростанций — с 155,1 тыс. руб. в 2015 г. до 65 тыс. руб. в 2019–2020 гг.

Текущая мировая политическая конъюнктура в последние годы напрямую влияет на экспортную промышленную политику большинства мировых стран поставщиков сырья для ВИЭ и производителей оборудования и комплектующих. По этой причине риск значительного замедления положительной динамики или по отдельным направлениям рост удельных затрат на строительство 1 кВт мощности всех видов электрогенерирующих объектов на основе ВИЭ очень высок.

Требования к локализации и экспорту оборудования в рамках программы ДПМ, безусловно, выполнимы при соответствующем научно-техническом развитии без исключения всех участников отраслей ВИЭ. Для качественного и количественного роста уровня локализации оборудования для ВИЭ государству совместно с бизнесом в ближайшие 10 лет прежде всего следует уделять внимание развитию разработки и производства преобразовательной техники, включая силовую электронику.

В частности, перспективным материалом для производства ЭКБ для преобразовательной техники является карбид кремния (SiC), обладающий следующими свойствами: увеличенная на порядок по сравнению с другими полупроводниками напряженность электрического поля

пробоя, высокая теплопроводность, а также высокая рабочая температура (выше 600 °С)⁴⁶. План развития полного цикла производства SiC и СПП на его основе для преобразовательной техники включает четыре самостоятельные задачи по созданию полнофункциональной производственной цепочки: восстановление производства особо чистого сырья, построение полупроводниковой фабрики SiC, комплектование фабрики квалифицированными кадрами и формирование устойчивого спроса на SiC и СПП на внутреннем и внешнем рынках.

Благодаря преобразовательной технике была сформирована новая мировая отрасль экономики, доступная широкому кругу потребителей – распределенная возобновляемая энергетика в виде солнечной, ветроэнергетики и других источников ВИЭ. Технические проекты солнечных электростанций и ветровых электростанций в настоящее время зачастую строятся на основе существующих решений в сфере преобразовательной техники, например, автоматизированных систем управления ветрогенераторными установками, характеристик инверторов для СЭС, ВЭС, систем накопления энергии.

Для примера основными потребителями преобразовательной техники в ветрогенерации России являются компании ПАО «Фортум», АО «НоваВинд», ПАО «Энел Россия» и УК «Ветроэнергетика» (СП ПАО «Фортум» и ГК «Роснано»). До 2024 г. включительно данные четыре игрока планируют ввести в эксплуатацию ветряные электростанции общей мощностью не менее 2 ГВт, что обеспечит спрос только на инверторы не менее 7 млрд руб., не считая остальных элементов на базе силовой электроники, необходимых для ветрогенератора. У отечественных разработчиков и производителей инверторов есть все компетенции для занятия данной ниши рынка, с учетом текущего внимания к данному вопросу со стороны государства, наличия мер поддержки.

Подключение и интеграция растущей мощности возобновляемых источников энергии требуют капитального ремонта существующих наземных сетей передачи и создания совершенно новых систем передачи в отдаленных и труднодоступных районах, таких как шельф и пустыни. HVDC (high-voltage direct current line, высоковольтные сети постоянного тока) представляют собой малозатратные и экономически эффективные методы интеграции крупномасштабных и удаленных возобновляемых источников энергии. Например, в Китае трехполюсная система HVDC Wudongde 800 кВ и четырехполюсная сеть постоянного тока Zhangbei 500 кВ находятся в стадии проектирования и строительства.

⁴⁶ Жданев, О. В. Производство силовых полупроводниковых приборов из карбида кремния в России – вызовы и возможности / А.Ю. Аргасцев, О.В. Жданев, Е.М. Гейфман. – DOI 10.53891/00135860_2022_2_69 – Текст : электронный // Электротехника. 2022. – № 2. – С. 69-74.

В ходе проведенного анализа нами выделены следующие приоритетные направления для развития в Российской Федерации:

- кристаллические и тонкопленочные PV модули;
- технологии получения перовскитов;
- технологии получения монокристаллического или поликристаллического кремния;
- технологии осаждения тонкой пленки фотогальванического материала (обычно аморфного кремния (a-Si) или теллурида кадмия (CdTe)) на подложку;
- технологии производства материалов для подложек – стекло, пластик или металл;
- полупроводниковые технологии;
- инверторы и решения для компоновки фотоэлектрических систем;
- технологии и оборудование для плавучих ветряных турбин – синтетические канаты, материалы для якорей и системы швартовки, системы снижения нагрузки, интегрированные системы контроля натяжения, системы быстрого соединения и общая швартовка;
- трансформаторы и распределительные устройства для плавучих ветряных турбин;
- кабели с высокой пропускной способностью для HDVC;
- системы защиты сетей HDVC;
- компактные распределительные устройства.

Системы накопления электрической энергии⁴⁷.

СНЭЭ представляют собой важную составляющую энергетического перехода, который в настоящее время запускается в мире и в России: за 10 лет сектор вырос в 48 раз, среднегодовые темпы роста составили 47%.

По различным прогнозам, к 2024–2025 гг. рынок накопителей достигнет в мире от 50 до 100 ГВт, в денежном выражении 80 млрд долл. США. Локомотивом развития СНЭЭ в последние годы является развитие НВИЭ. Предельная емкость российского рынка СНЭЭ составляет 10–15 ГВт в перспективе до 2030 г.

В настоящее время промышленное развитие получили пять технологий накопления энергии: механические, электрохимические, тепловые, электрические и химические. В соответствии с отчетом Европейской энергетической комиссии по развитию технологий, СНЭЭ

⁴⁷ Chupin, E. [et al.] Energy storage systems for drilling rigs / E. Chupin, K. Frolov, M. Korzhavin O. Zhdaneev. – DOI 10.1007/s13202-021-01248-5 – Text : electronic // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2022. – Т. 12. – №. 2. – Р. 341-350.

на основе электрохимических источников тока находятся на втором месте по развитию технологий производства и применения после гидроаккумулирующих станций.

Все большую роль играют СНЭЭ, устанавливаемые у конечных потребителей (просьюмеров), «за счетчиком», т.е. на стороне профессиональных потребителей, в том числе и в нефтегазовой отрасли. Гелиоконцентраторы с интегрированными теплоаккумуляторами.

Приоритетными направлениями для развития и разработки являются:

- СНЭЭ с большим ресурсом циклирования;
- СНЭЭ с высокой энергоемкостью и низкой себестоимостью;
- СНЭЭ с большим током разрядки и разрядки на основе суперконденсаторов и преобразовательной техники, трехуровневых инверторов.

Геотермальная энергетика⁴⁸.

Исследование текущего состояния и драйверов технического и технологического развития сектора геотермальной энергетики в мире и в России показало возможность качественного и количественного наращивания мощностей геотермальной энергетики в России без привязки к определенным регионам⁴⁹.

Основная проблема в освоении глубоких пластов нефти и газа, которые также относятся к ТРИЗ, на разработанных месторождениях с технологической, инженерной точки зрения состоит в поиске, разработке и испытаниях высокотехнологичных методов строительства глубоких разведочных и эксплуатационных скважин на глубине по вертикали от 4000 до 7000 м по цене, сопоставимой с затратами на строительство наклонно-направленных скважин на юрских отложениях в Западной Сибири, глубина по вертикали, которых не превышает 3000 м.

Требуется разработка высокоавтоматизированного цифрового бурового комплекса г/п 320-450 т, легкосплавных бурильных труб, сопоставимых по прочностным характеристикам со стальными, компоновка низа бурильной колонны с аппаратурой, рассчитанной на температуры эксплуатации выше 90-100 °С.

Достигнув обозначенных целей для техники и технологии для строительства скважин, кроме кратного повышения энергоэффективности освоения трудноизвлекаемых запасов, можно будет приступить к освоению одной из самых перспективных отраслей возобновляемой

⁴⁸ Материалы Центра компетенций технологического развития ТЭК ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России. Аналитический отчет «Техника и технологии геотермальной энергетики в России», 2022 год.

⁴⁹ Жданев, О. В. Развитие геоэкологического мониторинга природных и технических объектов в криолитозоне Российской Федерации на основе систем геотехнического мониторинга топливно-энергетического комплекса / В.П. Мельников, В.И. Осипов, А.В. Брушков. – DOI 10.15372/KZ20220401. – Текст : электронный // Криосфера Земли. 2022. – Т. XXVI, № 4. – С. 3-18

энергетики – геотермальной глубинной энергетики. К примеру, одна из перспективных технологий – геотермальные системы с глубоким замкнутым контуром, которые требуют строительства скважин глубиной от 5 до 10 км по вертикали при температурах на забое от 250 до 350 °С и сверхвысоких давлениях. Одна скважина при этом может производить до 55 МВт практически в любой точке России и мира.

Сегодня технологи ВИЭ создают основу для развития смежных отраслей и расширения использования технологий возобновляемой энергетики. Уже сейчас экономически оправдано использование ВИЭ в изолированных энергосистемах и в микрогенерации. Новые рынки оцениваются в размере порядка 10 ГВт, а весь российский сегмент ВИЭ к 2035 г. может составлять не менее 25 ГВт. К основным отраслевым эффектам за счет развития ВИЭ на территории РФ можно отнести следующее:

- локализацию современных технологий солнечных модулей с КПД более 20%;
- создание ветроустановок мультимегаваттного класса;
- снижение капитальных затрат на ВИЭ в 1,5–2 раза;
- увеличение коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) новой генерации на 10 п.п. от текущего уровня;
- создание порядка 11 000 новых рабочих мест к 2024 г.;
- увеличение налоговых поступлений в бюджеты всех уровней порядка 700 млрд руб. на период до 2024 г.;
- привлечение в промышленность и науку дополнительно свыше 15 млрд руб.;
- обеспечение среднегодового прироста ВВП на 0,09% к 2024 г. и к 2035 г. на 0,11%;
- увеличение экспортной выручки на 8 млрд руб. ежегодно;
- энергообеспечение районов децентрализованного энергоснабжения, на которые приходится порядка 60% территории России.

Мониторинг и стабилизация «вечной мерзлоты» на объектах ТЭК^{50, 51}

Современные изменения климата определяют необходимость разработки и выполнения мероприятий по адаптации энергетических объектов и инфраструктуры к вероятному

⁵⁰ Мельников В. П. [и др.] Снижение устойчивости инфраструктуры ТЭК РФ в Арктике в связи с повышением среднегодовой температуры приповерхностного слоя криолитозоны / С.В. Бадина, С.А. Великин [и др.]. – DOI 10.31857/S0869587322040053 – Текст : электронный // Вестник Российской академии наук. – 2022. – № 4. – С. 303–314.

⁵¹ Melnikov, V. P. [et al.] Past and Future of Permafrost Monitoring: Stability of Russian Energetic Infrastructure / V.P. Melnikov, M.R. Sadurtdinov [et al.]. – DOI 10.3390/en15093190 – Text : electronic // Energies. – 2022. – Т. 15. – №. 9. – Р. 3190.

повышению ММГ и деградации вечной мерзлоты, занимающей 11,2 из 17 млн км², или 65,5% площади страны. Около 85% территории АЗРФ (около 3,5 млн км²) относится к областям сплошного распространения ММГ. Вследствие развития неблагоприятных физико-геологических и мерзлотных процессов существует опасность выхода их из строя, возможной потери несущей способности оснований фундаментов зданий и инженерных сооружений: добывающих скважин, дорог, трубопроводов, плотин, линий электропередачи. Возможный ущерб в результате прогнозируемого потепления может составить к 2050 г. только для территории АЗРФ около 7 трлн руб. для промышленных и гражданских объектов. Оценка ущерба для объектов ТЭК не проводилась.

В условиях возрастающего влияния деградации вечной мерзлоты на инфраструктуру объектов ТЭК необходимо создание новых нормативно-правовых актов и адаптация существующей нормативной базы, регламентирующей изыскания, проектирование и эксплуатацию объектов ТЭК в криолитозоне Российской Федерации, технико-эксплуатационные характеристики и количество применяемого оборудования для ГТМ на объектах ТЭК.

Требуется разработка методики, проекта свода правил, объектного (локального) мониторинга состояния ММГ и криогенных геологических процессов на объектах ТЭК в условиях изменяющегося климата и усиливающейся техногенной нагрузки на геологическую среду, включая стандартизацию измерений температуры грунтов, обеспечивающую точность измерений в 0,1 °С во всем диапазоне измеряемых температур грунтов при изменении внешних условий от -40 до +50 °С.

В настоящее время выполнить прогноз изменения состояния ММГ на новых инвестиционных проектах ТЭК в криолитозоне России на горизонте 3-4 лет не представляется возможным из-за отсутствия системных исторических данных, комплексного мониторинга криолитозоны.

Важной частью адаптации к климатическим изменениям должна стать система государственного геокриологического мониторинга состояния криолитозоны, включающего как наблюдения, так и их анализ, разработку прогнозов и технических решений по инженерной защите. Геотехнический мониторинг, частично включающий температурные измерения, проводится на предприятиях ТЭК, а также региональными организациями по различным методикам в неполном объеме, нередко без учета природных тенденций, при отсутствии соответствующего анализа и прогнозов, а также системы обмена данными. Возможность достоверного прогноза на среднесрочную (15–50 лет) и долгосрочную (свыше 50 лет) перспективу по изменению состояния ММГ ограничена отсутствием обмена данными по фоновому и ГТМ между компаниями ТЭК в рамках регионов и на федеральном уровне.

Кроме того, требуются системная работа по импортозамещению оборудования для мониторинга и стабилизации ММГ, создание отраслевых технических заданий для отечественной электронной промышленности на термодатчики, разъемы, микроконтроллеры, индикаторы, корпуса приборов, аккумуляторы, цифровую обрабатывающую аппаратуру. В настоящее время в российских системах мониторинга ММГ из отечественных компонентов используются только кабельная продукция и испытательные термостаты.

Необходимо проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, промышленных испытаний по следующим направлениям в сфере мониторинга и стабилизации ММГ на объектах ТЭК:

- разработка новых теплоизоляционных материалов, которые могут исключить, где возможно, применение большого количества сезонно-охлаждающих устройств или холодильных установок;
- организация фоновое геокриологического мониторинга на территории лицензионных участков предприятий ТЭК с целью определения вероятного сценария динамики вечной мерзлоты и регионального прогноза состояния ММГ на территории Российской Федерации на среднесрочную перспективу (до 50 лет);
- разработка и создание отечественных высокочувствительных температурных датчиков для термометрии;
- разработка микропроцессоров для температурных датчиков;
- создание специализированного программного обеспечения для обработки информации и прогнозирования изменений ММГ;
- НИОКР по оценке тепловых потоков Земли, разработка и промышленные испытания систем с датчиками тепловых потоков;
- создание отечественной спутниковой системы дистанционного зондирования Земли в целях мониторинга динамики вечной мерзлоты.

1.5. Сквозные технологии⁵²

Значительное влияние на развитие технологий в ТЭК оказывают развитие и уровень зависимости от импорта в смежных отраслях (рисунок 12): станкостроительной

⁵² Жданеев, О. В. Системный подход и понимание приоритетов потребителя – основа эффективного технологического развития. – DOI 10.22184/1992-4178.2020.199.8.10.16. – Текст : электронный // Электроника: наука, технология, бизнес, 2020, № 8 (199). С. 10-17.

промышленности, точном машиностроении, среднем машиностроении, химической промышленности и энергетическом машиностроении.

Среднее машиностроение – подшипники всех классов и типов, комплектующие к ним (втулки, гильзы, вкладыши, сегменты). В ТЭК РФ в основном применяются подшипники иностранного производства из-за доступности, разветвленной дилерской сети, высоких технических характеристик и стабильно высокого качества подшипниковой продукции, в стране полностью отсутствует серийный выпуск критически необходимых для ТЭК керамических и гибридных подшипников. Для примера ежегодная потребность в подшипниках разного назначения только для нефтепереработки и нефтехимии превышает 1,1 млн шт., а в общем для ТЭК – более 3 млн шт. (11% от российского рынка подшипников).

Для запуска современного подшипникового автоматизированного производства в РФ требуются значительные финансовые вливания. Например, для запуска нового подшипникового завода определенной размерной группы подшипников потребуются финансовые вливания в размере не менее 2–5 млрд руб. С учетом подготовки высококвалифицированного инженерно-технического персонала срок выхода на проектную мощность и качество продукции может составить до 10 лет. Для модернизации существующих производств требуется на 80% меньше финансовых вливаний, но срок решения вопроса квалифицированных кадров в подшипниковой отрасли остается на прежнем уровне.⁵³

Основными недостатками российских подшипников для применения в ТЭК являются низкие эксплуатационные характеристики и отсутствие необходимых технологий антифрикционных, коррозионностойких и прочих покрытий, механообрабатывающих автоматизированных линий, линий контроля качества выпускаемой продукции для производства современных подшипников. Тем не менее, в РФ есть потенциал и задел для развития высокотехнологичной подшипниковой отрасли. Имеются собственные материалы и технологии, например ионно-плазменное легирование, технологии термической обработки, технологии нанесения гальванических покрытий и др. Также имеются задел и компетенции по выпуску механообрабатывающего оборудования и оснастки к нему, развитие и применение которых позволят повысить качество традиционной подшипниковой продукции.

⁵³ Zhdanev, O. V. [et al.] Development of the production of Russian bearings for the fuel and energy complex / O.V. Zhdanev, A.V. Zaitsev, S.V. Kolesnikov, A.I. Soshnikov. – DOI 10.3103/S1052618822070196 – Text : electronic // Journal of Machinery Manufacture and Reliability. – 2022. – Vol.51. – No.7. – PP. 86-94. (Scopus)

Металлургия – отечественная промышленность почти не закрывает спрос ТЭК на РМ и РЗМ, подавляющее большинство которых импортируются.⁵⁴ Как для традиционного ТЭК, так и для всех приоритетных технологий энергоперехода, а именно фотоэлектрических технологий для солнечной электроэнергетики, технологий производства ветрогенераторных установок с высоким КПД, технологий производства водорода за счет электролиза, технологий накопления энергии ключевую роль играют поставщики редких и редкоземельных металлов.

Россия, располагая обширной базой для производства РМ и РЗМ, не является значимым игроком на рынке РЗМ, более того отечественная РЗМ промышленность переживает глубокий спад: производит только полуфабрикаты (коллективные концентраты РЗМ). Сырье и первичные продукты из РМ и РЗМ включены в производственную цепочку западных стран, на мировом рынке РЗМ доминирует Китай.⁵⁵

Для примера ежегодный объем импорта постоянных магнитов на основе редкоземельных металлов в РФ в 2020 и 2021 гг. составил порядка 700 т, увеличившись с 2019 г. почти на 400 т за счет начала производства ветровых турбин совместным предприятием «Red Wind B.V.» АО «Нова Винд» (ГК «Росатом») и голландской компанией – производителем ветроустановок Lagerwey. Мировой объем производства постоянных магнитов на основе РЗМ составляет более 120 000 т.

Производство полного цикла постоянных магнитов РЗМ в России существует в очень ограниченном масштабе. До 1995 г. на нескольких предприятиях выпускалось ориентировочно до 40 т в год, позднее производство пошло на спад, больше 30 т в год российская промышленность сейчас не выпускает, при этом 100% на иностранном сырье, за исключением единичных научно-исследовательских проектов.

Электрогенераторы, в подавляющем числе ветрогенераторы в настоящий момент являются безусловно ключевой по объемам отраслью применения магнитов на основе РЗМ в ТЭК России, на втором месте по объему потребления стоят электродвигатели, а именно роторы вентильных двигателей нефтепогружных насосных агрегатов. Также постоянные магниты на основе РЗМ применяются в электромагнитных клапанах, сервоприводах для роботизированных систем, магнитных муфтах для передачи крутящего момента, для систем диагностики трубопроводов, в магнитных подвесах и роторах турбодетандерных установок для систем СПГ,

⁵⁴ Zhdaneev, O.V. Rare and rare-earth metals industry development in Russia and its influence on fourth world energy transition / O.V. Zhdaneev, I.Y. Petrov, A.A. Seregina. – DOI 10.17580/nfm.2021.02.01 – Text : electronic // Non-ferrous metals. 2021. Vol. 51, № 2. P. -3-8. (Scopus)

⁵⁵ Жданеев, О. В. Редкие и редкоземельные металлы в условиях энергоперехода / О.В. Жданеев, Е.И. Петров, А.А. Серегина // Разведка и охрана недр. – 2022. – № 1. – С. 4-10.

магнитных сепараторах для угольной и горной промышленности, роторах моторов промышленных вентиляторов, водяных счетчиках, энкодерах для электроприводов и т.д.

Точное машиностроение – приборостроение, радиотехническое и электронное машиностроение, электротехническая промышленность. Широкая номенклатура продукции для ТЭК комплектуется электронными компонентами. В структуре себестоимости конечного изделия доля стоимости ЭКБ может варьироваться от 2 до 90%. Без таких элементов оборудование для ТЭК неспособно функционировать, что определяет их высокую значимость для отрасли. При этом уровень локализации технологий и производств высокотехнологичных изделий ЭКБ в России значительно ниже требуемого значения.

Потребность в высокоразвитой отечественной электронике для топливно-энергетического комплекса очевидна и обусловлена многими факторами, среди которых следует особо отметить необходимость обеспечения непрерывности производственного процесса в ТЭК, невозможность импорта отдельных комплектующих ЭКБ и технологий, потенциальный риск снижения операционной эффективности предприятий ТЭК, в том числе за счет существенного снижения объемов добычи нефти и газа.

В этой связи задержка в развитии радиоэлектронной промышленности сегодня может стать серьезным барьером для эффективного функционирования топливно-энергетической промышленности России уже в ближайшие 3–5 лет.

Химическая промышленность – неметаллические материалы и ЗИП из них, клеи, герметики, краски, смазочные материалы, покрытия и т.д.

Для широкого освоения трудноизвлекаемых запасов, в том числе уже на разрабатываемых месторождениях с развитой инфраструктурой, перспективны различные технологии физико-химического воздействия. Основные сложности в данных проектах связаны с использованием отечественной высокотехнологичной химии – полимеров, пропантов, химических реагентов для создания высокоэффективных буровых растворов, цементов, жидкостей ГРП и т.д.

Отдельный акцент целесообразно сделать на химических методах увеличения нефтеотдачи (ХМУН) как для увеличения КИН для традиционных запасов, так и для трудноизвлекаемых запасов. Особенностью нефтедобывающей отрасли РФ является то, что основные центры добычи углеводородов распространены практически на всей территории страны, это Урало-Поволжье, Западная и Восточная Сибирь, Кавказ, шельфовые месторождения. Такое распространение месторождений предопределяет большое разнообразие геологических условий залегания и свойств нефти. Именно поэтому необходима гибкая система подбора составов ХМУН с уникальными свойствами для каждого региона. Данный подход диктует необходимость налаживания собственных производств ПАВ и полимерных продуктов

для нужд нефтедобычи, а также для формирования целого кластера по разработке и производству требуемых коллоидных и полимерных систем.

Отсутствие в России промышленного производства полиакриламидов, поверхностно-активных веществ второй и третьей генерации является основной проблемой проведения закачек от сотен кубов до большеобъемных, представленных площадными закачками в десятки тысяч кубометров – полимерное заводнение, ПАВ-полимерное и ПАВ-полимер-щелочное заводнение. Требуется развитие производств отечественных полимерных систем с заданными свойствами, позволяющих получать гели в пласте, селективных материалов, химии для ремонтных работ, глушения и т.д., что по отдельным месторождениям может увеличить КИН на 10–20% и более.



Рисунок 12 – Взаимосвязь развития смежных отраслей с ТЭК

1.6. Выводы по главе 1

С января 2019 года проводится системный анализ приоритных задач в научно-техническом и производственном развитии ТЭК с постоянной адаптацией и корректировкой целей, в том числе с учётом геополитической обстановки, решённых задач и появлению новых вызовов в процессе освоения новых природных ресурсов, расширения существующих и появления новых инфраструктурных проектов в промышленности, вызовом энергоперехода всей мировой экономики и климатических изменений в разрезе стратегических интересов России.

Определены конкретные приоритеты для нефтегазовой отрасли с разделением по секторам: геологоразведочные работы, освоение и разработка месторождений, транспортировка нефти и газа, нефтегазопереработке, нефтехимии и газохимии, СПГ.

Годовой объем российского рынка нефтегазового оборудования и нефтесервисных услуг достигает сегодня 3 трлн. руб., а уровень импортозависимости в некоторых ключевых секторах – 95%, как например, в сфере обеспечения программно-аппаратными средствами геологоразведочных работ, сервису по гидравлическому разрыву пласта, технологиями в производстве, хранении и транспорте СПГ, специализированному программному обеспечению мирового уровня для строительства скважин и разработки месторождений.

Основными приоритетами для нефтяной индустрии в разведке и добыче углеводородов, является развитие собственных технологий интенсификации добычи (ГРП, нефтепромысловая химия), строительства скважин (буровая установка 2.0, скважинное оборудование, буровая химия), создание собственного специализированного программного обеспечения для моделирования динамического поведения всех типов коллекторов и флюидов в них, программного обеспечения для интегрированной модели месторождений, развитие отечественного сектора метрологии геофизических исследований скважин (ГИС) и тд.

Заданы технологические цели для обеспечения энергетической безопасности страны в перспективе после 2035 года за счёт вовлечения в разработку нефтегазовых месторождений шельфа Арктики и Дальнего Востока. Обосновывается необходимость реализации проекта по ледостойкой мобильной буровой установки для разведочного и эксплуатационного бурения, способной за счёт своих эксплуатационных характеристик обеспечить ускоренно проведение масштабной геологоразведки на арктическом шельфе.

Обозначены технические и технологические цели в электроэнергетике и угольной отрасли как в оборудовании, так и в специализированном программном обеспечении. Для каждой сферы ТЭК заданы оцифрованные стратегические цели и задачи. Описаны задачи для смежных отраслей в ТЭК: среднее машиностроение, металлургия, точное машиностроение, химическая промышленность.

В угольной отрасли в 2021 году уровень импортозависимости оборудования для открытых горных работ составлял не менее 80%, оборудования для ведения шахтной добычи не менее 50%. Основной фокус проектов технологического развития необходимо сохранять на следующих направлениях: очистные комбайны для отработки угольных пластов и механизированные крепи, оборудование и технологии автоматизированных транспортных средств, мониторинга и контроля состояния горного массива, буровые станки и бульдозеры и т.д.

Выделен ряд фундаментальных приоритетов для традиционной и возобновляемой энергетики: оборудование и технологии энергетических газовых турбин с установленной мощностью 65 МВт и более; мини газотурбинные установки мощностью менее 1,5 МВт, электротехническое оборудование с элегазовой изоляцией, высоковольтные и генераторные

выключатели, почти вся номенклатура силовой электроники, которая является основой для всех без исключения современных систем управления традиционных источников энергии, ветрогенераторов и солнечных электростанций и т.д.

Отдельно обоснованы технологические приоритеты для развития оборудования, технологий и программного обеспечения для осуществления энергоперехода. А именно технологии эмиссии, улавливания, закачки для утилизации и хранения углекислого газа, оборудование и технологии хранения, транспортировки и применения водорода.

Глава 2 Методологические аспекты технологического развития ТЭК России

Методология достижения технологического суверенитета в ТЭК заключается в создании системного подхода государства и бизнеса к решению данного вопроса, который складывается из трёх базовых направлений (рисунок 13):

1. Эксплуатирующие организации, компании-недропользователи;
2. Разработчики и производители оборудования, разработчики и интеграторы технологий;
3. Органы исполнительной власти на федеральном и региональном уровнях.

Первое базовое направление - эксплуатирующие организации, для которых, прежде всего, актуально решение вопроса создания эффективной методики анализа процессов обеспечения непрерывности ведения бизнеса и формирования системы управления рисками в условиях меняющихся внешних условий логистики, доступности техники, сервиса, доступности услуг мировой финансовой системы, квалифицированных кадров и т.д. Для широкой реализации предлагается единая методика обеспечения непрерывности ведения основного бизнеса компаниями ТЭК, состоящая в поэтапном создании плана обеспечения непрерывности бизнес-процессов по единой модели, с учётом технических, технологических, финансовых и кадровых компетенций каждого предприятия.

Компании ТЭК являются, прежде всего, промышленными предприятиями, для функционирования которых ключевым риском является ограничение доступа к современным и перспективным решениям на рынке оборудования и технологий. Уровень данного риска определяется импортозависимостью от поставок сырья, оборудования, комплектующих, сервисов из, прежде всего, стран, входящих в список недружественных. Создана и выборочно апробирована единая методика расчета уровня локализации отечественного оборудования, технологий и программного обеспечения с целью определения ключевых позиций в цепи создания стоимости, требующих разработки и локализации производства в России.

Также на основании анализа результатов независимых аудитов уровней импортозависимости и стресс-тестирования непрерывности функционирования компаний ТЭК разработана отдельная методика расчета индекса цифровой зрелости для компаний ТЭК, позволяющая точно и в сравнении с другими компаниями определить уровень внедрения и практической эффективности, применяемого в компании общего и специализированного программного обеспечения, программно-аппаратных комплексов на основном производстве.

Для оперативного обеспечения локальных проблемных вопросов по обеспечению технологического суверенитета ТЭК целесообразно наиболее полно использовать ресурс

оборонно-промышленного комплекса, как научный, так и производственный. Удельный вес ОПК в экономике: 3% валового внутреннего продукта страны и 6% промышленного производства. Компании ОПК управляют рынком конечной продукции, при этом создавая более 70% наукоемкой продукции в стране.

В тоже время предприятия оборонно-промышленного комплекса кроме решения задачи диверсификации, поставленной государством несколько лет назад, за счёт опыта производственных и инжиниринговых компаний ТЭК в организации оперативной и гибкой работы по созданию новой продукции от идеи до серийного образца могут решить свои текущие проблемы в материально-техническом обеспечении основного заказчика.

Для устранения пробелов во взаимодействии ТЭК и ОПК разработана целевая детальная концептуальная схема реализации научных и производственных проектов между компаниями ТЭК и предприятиями ОПК, позволяющая на практике реализовывать технические проекты любой сложности.

Совместно с разработчиками техники и технологий, производителями оборудования для компаний ТЭК, как государственных, так и частных реализовано более пятнадцати проектов, и большой ряд проектов сейчас реализуется по отработанной единой методике – второе базовое направление методологии обеспечения технологического суверенитета.

В первую очередь профильной экспертной независимой группой определяется перспективность и целесообразность реализации предложенного решения с различными уровнями технологической готовности от 1 до 9. Определяется консолидированный отраслевой спрос в количественных и финансовых параметрах. Также учитывается влияние продукта на функционирование критичной энергетической инфраструктуры и возможности обеспечения работы ТЭК в период до 30 лет, возможности получения дополнительного финансового и социального дохода для государства как от реализации проекта на внутреннем и внешних рынках.

Параллельно формируются отраслевые технические требования на продукт, как для учёта требований всех заинтересованных компаний, так и для унификации сырья, отдельных компонентов смежных отечественных отраслей промышленности. Отдельно учитывается ведущиеся или реализованные проекты по аналогичной теме в стране, по тем или иным причинам, не получившие широкое распространение или работающие только внутри одной компании. В случае запуска проекта создаётся единая методика испытаний оборудования и технологий, призванная обеспечить взаимопризнание испытаний заводских, стендовых и полевых между компаниями.

Для обеспечения реализации технически сложных проектов от идеи до серийного образца, компаниям, выполняющим заказ для нужд ТЭК, предлагается широко внедрить типовую форму

договора поставки будущей вещи с закреплением положений о потребности в соответствующей продукции на срок до 5 лет, при обеспечении изначально заданных технических характеристик и при условии отсутствии доступных аналогов на рынке. Договор будущей вещи позволяет разработчикам обеспечить процесс создания оборудования/технологии от идеи до выпуска серийного образца при более лояльных банковских условиях.

Третьим базовым направлением методологии являются рекомендации для федеральных и региональных органов государственной власти. Для успешного внедрения единой методики расчёта уровня локализации необходимо наличие независимых аудиторских организаций, как в регионах, так и на федеральном уровне, которые будут вправе осуществлять периодический контроль расчёта уровня импортозамещения.

Также без участия государства невозможно сформировать консолидированный отраслевой спрос на инновационную продукцию и, тем самым, уменьшить стоимость реализации проекта в долгосрочной перспективе для заказчиков. А в государственном масштабе данная работа позволит унифицировать номенклатуру оборудования, материалов, комплектующих, которые необходимы ТЭК. Без унификации применяемых материалов и комплектующих невозможно будет достичь широкого внедрения собственных разработок в ТЭК в рамках одной страны.

Принимая участие в технических проектах на уровне различных финансовых инструментов от прямых субсидий и уменьшения налоговой нагрузки до гарантий исполнения договоров, например, будущей вещи, федеральным органам исполнительной власти необходимо вести постоянный технический аудит проектов. Государственный технический аудит кроме контролирующей функции должен решать возникающие научно-инжиниринговые задачи по проекту. Этот процесс требует привлечение и подготовку для ответственных федеральных органов исполнительной власти высококвалифицированных научных и производственных кадров – инновационных инженеров.

В российском ТЭК не требуется 100% импортозамещения всего оборудования и технологий из недружественных стран. Ключевой риск такой политики заключается в неизбежном отставании в развитии отечественной техники и технологий. Создание единой межотраслевой технической политики в сфере ТЭК позволило бы потребителям технологий сформировать свои приоритеты, производителям понять потенциальный спрос на их продукцию и риски, науке и инжинирингу спланировать программы научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ. В 2020 году был разработан пилотный проект технической политики отраслей ТЭК России, который может послужить основой для предлагаемого документа. Также формирование и практическое применение единой межотраслевой технической политики в сфере ТЭК не целесообразно без параллельного создания единой базы данных технических и технологических решений в отрасли.

Задачи по научному и производственному развитию ТЭК, в том числе подготовки кадров, возможно решать за счёт международного научно-технического сотрудничества, начиная от создания единых или взаимопризнаваемых стандартов в области ТЭК до реализации комплексных технических проектов. Также актуально создание региональных центров технологического развития, импортоопережения наравне с федеральными структурами – региональные научно-технические советы, которые оперативно дополняли бы карты промышленных компетенций регионов и стали бы важным звеном в создании систем межрегиональной кооперации частных и государственных инновационных компаний от стартапов до крупных холдингов⁵⁶.

Объединить уже частично ведущуюся работу по трём базовым направлениям по обеспечению технологического суверенитета в ТЭК предлагается на базе двух новых правительственных структур, созданных на базе имеющихся административных и кадровых заделов: координирующий орган при Правительстве России – комитет для достижения технологического суверенитета промышленности в целом и проектный офис генеральных конструкторов в ТЭК при Правительстве России.

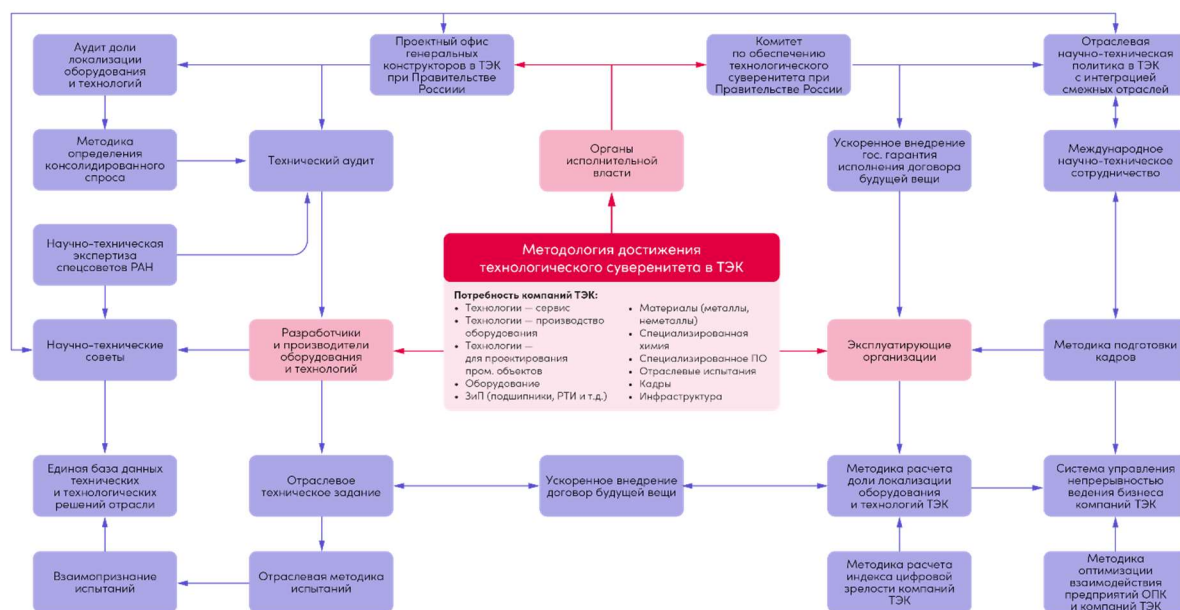


Рисунок 13 – Модели достижения технологического суверенитета

⁵⁶ Жданев, О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации. – DOI.org/10.31897/PMI.2022.107. – Текст : электронный // Записки Горного института, 2022, № 258. С. 1061-1070.

2.1. Система управления непрерывностью ведения бизнеса для отраслей ТЭК^{57, 58}

Одной из задач для обеспечения технологического суверенитета ТЭК в рамках отдельно взятой компании является определение рисков непрерывности ведения бизнеса и разработка программ мероприятий по оперативному реагированию, а в масштабах государства – создание механизма и современной нормативной базы для проведения независимого аудита уровня импортозависимости и стресс-тестирование непрерывности функционирования компаний ТЭК, подавляющее большинство которых эксплуатируют или работают на опасных производственных объектах и оперируют критической информационной инфраструктурой.

В электроэнергетике свои собственные системы управления непрерывностью ведения бизнеса внедрились чуть более четверти компаний, в нефтегазовой отрасли – порядка 16%. Но большое число организаций планируют в течение 3–5 лет выстроить внутренние процессы главным образом из-за реальной опасности киберугроз, так как в настоящее время существует опасность совершения системных диверсий.

Низкие темпы внедрения обусловлены, в том числе отсутствием единых требований со стороны регуляторов. Из-за отсутствия единого механизма и требований к функционированию данных систем, применяемых внутри большинства компаний ТЭК, системы менеджмента непрерывности ведения бизнеса зачастую могут формировать некорректное представление о текущей ситуации и перспективах развития у руководства в условиях быстро меняющихся мировых экономических и политических реалий. Действующий ГОСТ Р ИСО 22301-2014 «Системы менеджмента непрерывности бизнеса» не удовлетворяет современным требованиям российского бизнеса и практически не применяется⁵⁹.

В 2019 г. нами разработана методология создания, а также единые рекомендации для проведения анализа процессов обеспечения непрерывности ведения бизнеса и формирования системы управления рисками на предприятиях российского ТЭК. Концепция методологии заключается в детальном поэтапном создании плана обеспечения непрерывности бизнес-процессов по единой модели, но глубоко адаптированного под технические, технологические, финансовые и кадровые компетенции каждого предприятия. В разработанной методологии

⁵⁷ Бравков, П. В. Непрерывность ведения бизнеса для предприятий нефтегазовой отрасли. Часть 1 / П.В. Бравков, О.В. Жданев, В.С. Чубоксаров // Стандарты и качество. – 2020. – №. 8. – С. 88-94.

⁵⁸ Бравков, П. В. Непрерывность ведения бизнеса для предприятий нефтегазовой отрасли. Часть 2 / П.В. Бравков, О.В. Жданев, В.С. Чубоксаров // Стандарты и качество. – 2020. – №. 9. – С. 70-74.

⁵⁹ Жданев, О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации. – DOI.org/10.31897/PMI.2022.107. – Текст : электронный // Записки Горного института, 2022, № 258. С. 1061-1070.

впервые структурирован подход к созданию рабочей группы по управлению непрерывностью бизнеса (далее – рабочая группа) с детальным описанием основных задач для решения в каждой из компаний.

На первом этапе организации рекомендуется провести оценку процессов управления непрерывности бизнеса по стандарту ISO 22301, чтобы понять текущее положение компании и выявить направления для улучшения. Для этого необходимо визуализировать цепочку создания стоимости и расписать какие внешние и внутренние факторы в целом влияют на компанию. Такие карты зачастую уже составлены на нефтегазовых предприятиях, но требуют постоянного обновления (минимум раз в год) из-за постоянного изменения подпроцессов, частичной реструктуризации, а также изменений списков поставщиков, нормативно-правовых актов, финансовой политики и других аспектов. Базовая карта потока создания стоимости представлена на рисунке 14.

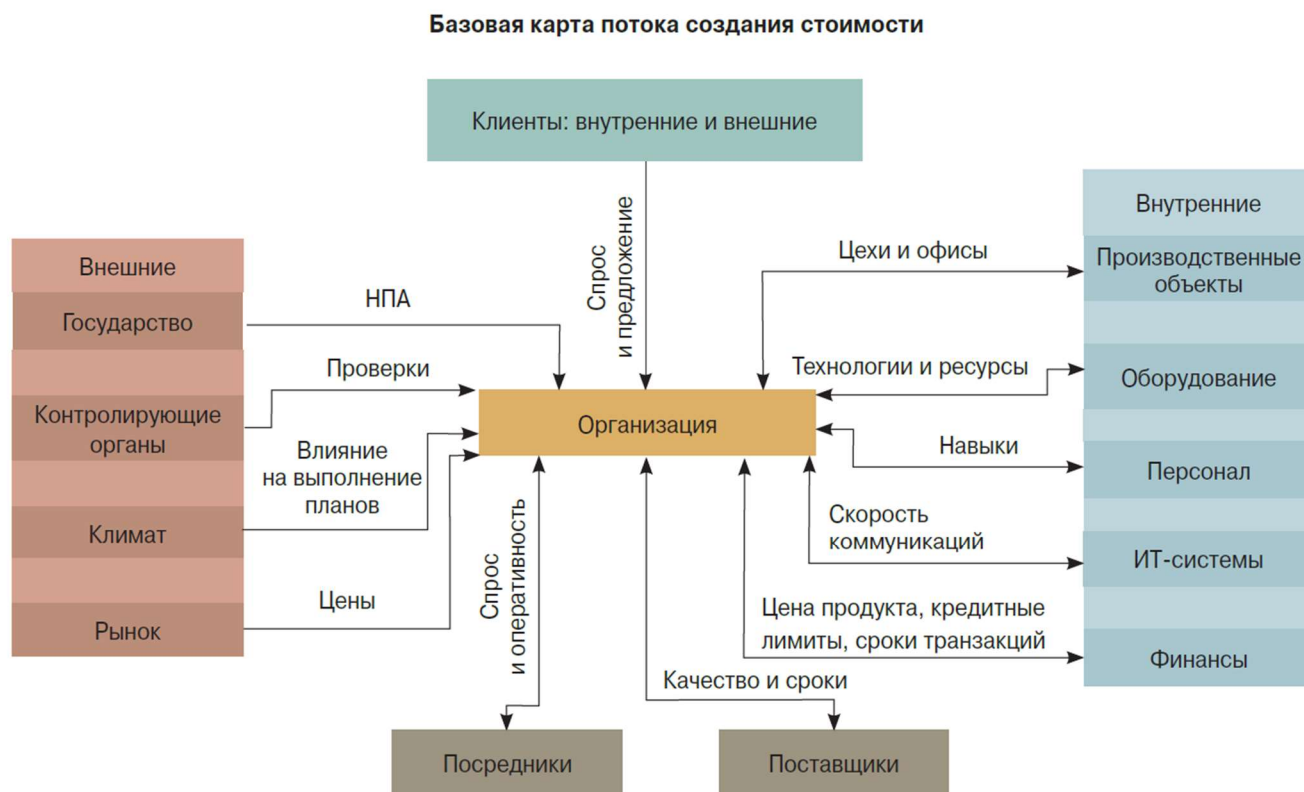


Рисунок 14 – Базовая карта потока создания стоимости

На втором этапе компания проводит определение потенциальных рисков с созданием каталога по следующим категориям:

- Финансы.
- Производство.
- Разработка и техническая поддержка.

- Безопасность и качество.
- Цепи поставок.
- Кадры.

После создания каталога рисков рабочей группе необходимо оценить вероятность наступления каждого из рисков по одному или комбинируя статистический, аналитический и экспертные методы – третий этап. Параллельно необходимо провести оценку окружения – выявить наличие или отсутствие инфраструктурных объектов, которые могут способствовать устранению чрезвычайной ситуации, составить список компетенций персонала, опционально оценить санкционные риски при закупке и поставках оборудования, привлечении иностранного персонала.

На четвертом этапе предприятие создает план восстановления и план обеспечения непрерывности бизнес-процессов. Зачастую наибольшие потери компания несет не в момент наступления риска, а в процессе устранения его последствий. Планы восстановления производства должны быть детально прописаны по всем ключевым направлениям в виде пошаговых инструкций, по которым рабочая группа или другие сотрудники смогут оперативно реагировать.

Существуют два варианта плана. Первый, упрощенный, предполагает разработку документа, содержащего контакты рабочей группы (представитель группы оповещается в случае возникновения нештатных ситуаций) и базовый план реагирования на наиболее вероятные риски. Второй вариант, комплексный, предполагает создание детальной пошаговой инструкции, которой может воспользоваться любой сотрудник организации для устранения последствий инцидента без непосредственного привлечения руководства компании и с минимальным участием рабочей группы.

Комплексный план – это достаточно объемный документ в базовом варианте, включающий в себя:

- список рабочей группы по управлению непрерывностью бизнеса, их контактные данные;
- план коммуникаций в случае возникновения нештатной ситуации;
- карты процесса создания стоимости продукта;
- ключевые бизнес-процессы;
- перечень внешних и внутренних факторов, оказывающих влияние на ключевые бизнес-процессы, и их анализ;
- детальное описание возможных рисков, мер предотвращения;
- список сотрудников и их компетенций;
- стратегию восстановления бизнеса;

- план учений;
- регламент по обновлению плана.

В итоге выполнения всех этапов, описанных в методологии, компания сможет сделать достоверную и оперативную оценку текущих и перспективных проблем для непрерывности ведения основного бизнеса, повысить скорость реагирования в различных ситуациях, облегчить процессы принятия решений путем предоставления письменных рекомендаций, а также выработать комплекс практических ответных мер на случай нештатных ситуаций на производстве.

В целом по ТЭК число компаний, полностью внедривших системы управления непрерывностью ведения бизнеса по единым, специально разработанным для ТЭК, методологии и рекомендациям, при их введении в федеральную нормативную базу до конца 2023 г. может увеличиться с 16-25 до более чем 70% к 2026 г. Соответственно, узкопрофильные, адаптированные к каждому предприятию системы, но созданные по единому механизму, будет возможно легко трансформировать под меняющиеся геополитические реалии, постоянно развивающуюся транспортную инфраструктуру, производственные компетенции, новые системы энергоснабжения, системы безопасности, постепенную роботизацию производства и системы промышленного и климатического мониторинга.

Также единый подход позволит проводить системный независимый сторонний аудит уровня импортозависимости и стресс-тестирование непрерывности функционирования компаний ТЭК и выдавать практические рекомендации по развитию систем управления непрерывностью ведения бизнеса, которые уже сейчас благодаря многолетнему отечественному и международному доказанному опыту, являются относительно недорогой мерой для снижения вероятности наступления нештатных ситуаций и ущерба от их последствий для компаний ТЭК.

При внедрении разработанной нами практики создания, внедрения и последующей адаптации системы управления непрерывностью ведения бизнеса в компаниях ТЭК, при должном и глубоком участии государства в данной работе, весной 2022 г. удалось бы оценочно минимизировать часть транзакционных издержек из-за почти одномоментной приостановки работы многих ключевых поставщиков и сервисных компаний из недружественных стран. Государству стоило раньше обратить внимание и обоснованно в цифрах и рисках указать бизнесу, например, на необходимость своевременного увеличения собственного флота и железнодорожных ресурсов для диверсификации транспортных потоков сырья и продуктов из углеводородов в страны Азии, Африки и Южной Америки, приостановку реализации крупных производственных и инфраструктурных проектов из-за применения иностранных автоматизированных систем управления и т.д.

Данная методика была внедрена на российских производственных активах нефтесервисной компании Шлюмберже в 2016 г. и позволила обеспечить устойчивое функционирование восьми заводов, несмотря на все санкционные ограничения.

2.2. Разработка методики расчета доли локализации для ТЭК⁶⁰

В России отсутствует единый подход к оценке уровня локализации оборудования для нужд ТЭК, нет четкого понимания, как рассчитывается доля импорта, какая методика используется для расчета, что входит в импортную составляющую.

С рисками деиндустриализации и технологической зависимости на разных этапах своего развития сталкивались практически все ресурсодобывающие страны. Существуют два фундаментальных подхода к решению данного вопроса. Из 90 стран, применяющих политику местного содержания, около 50 законодательно регулируют объем закупок продуктов и услуг иностранного производства. Остальные стимулируют отечественное производство налоговыми льготами или субсидиями, но, как правило, это касается не крупных государственных предприятий или военно-промышленного комплекса, а малых и средних предприятий или консорциумов частных производителей.

В Российской Федерации действует более 100 постановлений правительства, законов, нормативных актов и еще больше протоколов, которые так или иначе регламентируют политику местного содержания. Главным принято считать Постановление Правительства РФ № 719, подтверждающее производство определенных видов продукции в России.

В отраслях ТЭК на 2022 г. существуют различные точки зрения по вопросу расчета уровня локализации. Выбор методики для расчета остается за компанией или органами власти, и подходы к расчету импортной составляющей сильно разнятся. При сопоставлении двух разных методик, которые будут указаны далее в отчете, можно увидеть разброс показателей от 5 до 40%.

В корпоративных планах госкомпаний ТЭК в подавляющем большинстве приводятся показатели уровня импортозамещения от 77 до 100%, что не всегда поддается верификации. В частности, некоторые компании, декларирующие применение 100% отечественной трубной продукции, не учитывают, что сырье для выплавки отдельных труб (используемых в условиях Крайнего Севера) не производится. В большинстве случаев оборудование, в котором применяется электронная компонентная база (ЭКБ), только собирается в России. Данные

⁶⁰ Жданеев, О. В. Оценка уровня локализации продукции при импортозамещении в отраслях ТЭК / О.В. Жданеев. – DOI 10.17059/ekon.reg.2022-3-11 – Текст : электронный // Экономика регионов. – 2022. – Т. 18. – №. 3. – С. 770-786 (Scopus)

показатели достигаются выполнением расчета в соответствии с требованиями Постановления № 719, а также внутренними методиками компаний. Указываемый уровень локализации не всегда включает данные по конечным подрядчикам, которые при выполнении работ могут использовать иностранный персонал, технологии и оборудование, иностранное программное обеспечение, что может приводить к необъективным результатам оценки⁶¹.

Текущие применяемые государственные документы о подтверждении производства промышленной продукции на территории Российской Федерации устанавливают определенные критерии и учитывают балльную систему, но ряд вопросов еще требуют уточнения и конкретизации. Например, все еще не выработан единый подход к нормативам закупок и не определены преимущества для предприятий. На некоторых стадиях определение происхождения компонентов продукции может вызывать затруднения, а компании, проводящие расчет по внутренним методикам, необъективно завышают показатель локализации. Также стоит отметить, что, несмотря на наличие нормативной базы, целевых показателей, мер поддержки (более 700 только от Минпромторга России) и желания отечественных компаний внедрять отечественное оборудование, существует несогласованность в методах подсчета текущего уровня локализации. В ЭС-2035 существует целевое значение 70–80% для списка технологий по приложению № 3, но текущее значение (стартовая точка) не обозначено.

Цели различных методик и подходов к расчету уровня локализации сходятся и их можно выразить как:

- определение реального текущего уровня импортозависимости для разработки отраслевых и региональных планов непрерывности ведения производства;
- создание работающего механизма объективного расчета уровня местного содержания;
- определение уровня локализации предприятий ТЭК, производителей оборудования, сервисных организаций и поставщиков на территории РФ, с учетом производства материалов, комплектующих изделий, программного обеспечения и интеллектуальной собственности предприятия-поставщика;
- сравнение уровней локализации производства на территории РФ с целью стимулирования производства с более высоким уровнем локализации;
- определение наиболее уязвимых мест во всей цепочке создания стоимости продуктов и оборудования на территории РФ.

⁶¹ Жданев, О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации. – DOI.org/10.31897/PMI.2022.107. – Текст : электронный // Записки Горного института, 2022, № 258. С. 1061-1070.

Для расчета уровня локализации продукции, услуг и программного обеспечения для ТЭК, производимых на территории Российской Федерации, нами предлагается применить новую единую универсальную методику расчета уровня локализации (далее – методика). Данная методика учитывает отечественный и иностранный опыт расчета уровня локализации и направлена на оказание поддержки государственным учреждениям и предприятиям промышленности ТЭК при расчете уровня локализации продукции, услуг и программного обеспечения.

Методика расчета уровня локализации учитывает иностранный опыт и направлена на оказание поддержки государственным учреждениям, предприятиям промышленности и аудиторам при расчете уровня локализации продукции, услуг и программного обеспечения по всей цепочке создания стоимости.

Предлагаемая методика, в отличие от текущей методики, принятой в Постановлении Правительства Российской Федерации от 17 июля 2015 года № 719, не основана на балльной системе, но включает некоторые критерии, применяемые к продукции, такие как наличие конструкторской документации при производстве.

Основная формула, по которой рассчитывается уровень локализации продукции, состоит из комбинации расчетов каждой статьи затрат, участвующей в цепочке создания стоимости продукции:

- основные сырье, материалы и комплектующие – код по РСБУ 1210, пояснение к строке 1210 в пояснительной записке – расходы по обычным видам деятельности, информация о наличии и движении основных средств – код по РСБУ 5200;
- накладные расходы – код по РСБУ: 2210, 2220, в пояснительной записке к бухгалтерскому балансу – расходы по обычным видам деятельности;
- услуги подрядных организаций и частных лиц – пояснительная записка к бухгалтерскому балансу – расходы по обычным видам деятельности;
- амортизация объектов основных средств – пояснительная записка – расходы по обычным видам деятельности, затраты на производство – код 5600;
- расходы на ПО, РИД лицензии, патенты и т.д. – код по РСБУ: 1110, 1111, 1119, 1120, 1130, пояснительная записка к бухгалтерскому балансу, пояснение к строке 1190 «Прочие внеоборотные активы», код по РСБУ 5160;
- заработная плата и отчисления ФОТ – пояснительная записка к бухгалтерскому балансу;
- энергозатраты – пояснительная записка к бухгалтерскому балансу.

Часть требуемых данных по затратам можно найти в официально публикуемой бухгалтерской отчетности компаний, в частности в пояснительной записке к годовому отчету. Информация об импортных позициях содержится в бухгалтерских проводках компаний и счет-

фактурах. Также происхождение товаров и оборудования может быть подтверждено таможенными декларациями, сертификатом СТ-1 и сертификатами производителя.

Стоит учитывать, что для правильного расчета может понадобиться конструкторская документация, которую будут проверять на соответствие установленным в России стандартам аккредитованные аудиторы (требования для аккредитации аудиторов предлагается составить совместно с представителями федеральных органов исполнительной власти и заинтересованными компаниями).

Для проверки результатов расчетов необходимо сверять данные с бухгалтерской отчетностью компаний, данными ФТС, запрашивать сертификаты изготовителей на оборудование и другую продукцию, используемую при производстве. Однако не каждый производитель готов предоставить данные по себестоимости своей продукции, а главное раскрыть цепочку поставщиков. Подобная информация часто может составлять коммерческую тайну организации и представлять риски по обеспечению конкурентоспособности. Компаниям, предоставляющим эти данные, важно понимать, зачем они их передают, что они получают после расчетов их уровня локализации и будут ли этим данным обеспечены необходимая безопасность и конфиденциальность.

Данная методика была оценена экспертным сообществом и по результатам сравнительного анализа отечественных и зарубежных методик является приоритетной у опрошенных экспертов. Методика значительно отличается от принятых в России как по количеству критериев, так и по итоговому расчету. Стоит отметить, что разработанная методика включает наибольшее количество метрик и критериев по сравнению с действующими в России методиками и дает наиболее аккуратный результат расчета. Объективный расчет уровня локализации помогает государственным органам в правильном распределении преференций (субсидии, гранты).

По результатам опроса более 20 компаний ТЭК единая методика получила наибольшее количество положительных отзывов. Но в правительственные документы новая методика не внедрена. Без определения достоверного уровня локализации невозможно корректно сформировать среднесрочные (до 5 лет) и долгосрочные (до 10 лет) планы промышленного развития в области нефтегазового и энергетического машиностроения, угольной отрасли и, соответственно, большого числа смежных отраслей, таких как металлургия, химическая промышленность и др. Из-за этого невозможно создать и практически реализовать научно-техническую политику в сфере ТЭК.

2.3. Разработка методики расчета индекса цифровой зрелости для отраслей ТЭК⁶²

Стартовой точкой цифровой трансформации промышленности и общества принято считать 2011 год, когда концепция Индустрии 4.0 была сформулирована. Сегодня практически все государства и крупные компании находятся на этапе перехода от традиционных методов производства к внедрению киберфизических систем. Изменения охватывают самые разные стороны жизни: рынок труда, жизненную среду, политические системы, технологический уклад, человеческую идентичность и другие сферы.

Государства уделяют особое внимание цифровизации. Такие технологические инициативы, как Advanced Manufacturing Partnership, Industry 4.0, Национальная технологическая инициатива, Society 5.0, Made in China 2025 и ИКТВА, создаются для повышения конкурентоспособности промышленности и сокращения отставания в развитии программного обеспечения и цифровых технологий в целом. Активно создаются стандарты Индустрии 4.0, такие как ИЕС 62264 и ИЕС 61512. Уже сегодня в мире существует более 3000 компаний, разрабатывающих цифровые технологии Индустрии 4.0.

Уже сегодня активно внедряются новейшие технологии и цифровые решения, которые позволяют качественно, быстро и экономически эффективно запускать новые проекты и улучшать работу имеющихся активов компаний.

Только ключевые технологии Индустрии 4.0 способны в среднесрочной перспективе принести мировому ТЭК 2 трлн долл. капитализации, увеличение производительности труда на 20% и сокращение вреда окружающей среде на 20%. Положительные эффекты уже видны в таких нефтегазовых компаниях, как ExxonMobil, ВР, Газпромнефть, СИБУР, НОВАТЭК и др.

Российским предприятиям ТЭК и государству для принятия системных решений и их последующей ежегодной адаптации необходимо, в первую очередь, оценить текущее состояние цифровой трансформации отрасли. Для этого стоит ввести единую систему оценки состояния отрасли и предприятий. После оценки компаниям необходимо определиться с ключевыми направлениями развития исходя из бизнес-потребностей и ожидания максимальной выгоды.

Нами разработана методика расчета индекса цифровой зрелости (1), в основу которой лег синтез индексов Smart Industry Readiness Index («SIRI»), внедренного в 2017 г. в Сингапуре, и немецкого «Industry 4.0 Readiness Index».

⁶² Жданев, О. В. О приоритетных направлениях и развитии технологий переработки нефти в России / О.В. Жданев, В.В. Корнев, А.С. Лядов, А.Н. Рубцов. – DOI 10.31857/S0044461820090029 – Текст : электронный //Журнал прикладной химии. – 2020. – Т. 93. – №. 9. – С. 1263-1274.

Индекс состоит из трех основных групп Индустрии 4.0: Технология, Процесс и Организация. Все три группы должны использовать весь потенциал Индустрии 4.0. В основе трех групп лежат 8 ключевых подгрупп, которые представляют критические аспекты, на которых компании должны сосредоточиться, чтобы стать готовыми к будущему. Наконец, 3 группы и 8 подгрупп делятся на 16 метрик, являющихся областями оценки, которые компании могут использовать для оценки текущей готовности своих объектов в соответствии с требованиями Индустрии 4.0. В каждой метрике определяется один из шести уровней развития, соответствующий определённому баллу от 0 до 5.

$$\bar{D} = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} M_i \quad (1)$$

где $\bar{D}$ - индекс цифровой зрелости;

M_i - метрика (принимает целые значения от 0 до 5);

i - одна из 16-ти метрик.

Индекс рассчитывается как среднее из метрик, подгрупп и групп (рисунок 15). Принципы оценки:

1. Индекс фиксирует текущее состояние объекта исследования, а не его потенциал в будущем, но что важно – обеспечивает компании ТЭК реальную текущую оценку своих позиций, как в России, так и в мире на пути к цифровой трансформации. Государство же на основании индексов сможет оценить текущее состояние отрасли в целом.
2. Индекс использует концепции Industry 4.0 в качестве ориентира. Будущие производственные и промышленные концепции и технологии также должны быть приняты во внимание, если это необходимо.
3. Размеры объектов исследования должны быть приняты во внимание. Важность и актуальность каждого компонента и измерения будут варьироваться в зависимости от текущих и будущих потребностей компании.
4. Внимание не должно быть сосредоточено на достижении диапазона 5 во всех измерениях. Вместо этого компании должны стремиться к более широкому диапазону, основанному на их специфических бизнес-потребностях и стремлениях.
5. Индекс следует использовать на постоянной основе, а не для разовой оценки.



Рисунок 15 – Расчет индекса цифровой зрелости

Ввиду крайней консервативности предприятий ТЭК цифровые технологии пока не слишком широко распространены в отрасли. Несмотря на это, есть множество отдельных примеров внедрения тех или иных технологий. Часть технологий еще находятся на стадии разработки, но индустрия возлагает большие надежды на них. Положительный эффект от внедрения цифровых технологий в ТЭК отчетливо виден во всех смежных отраслях.

С помощью цифровых технологий компании нефтегазовой, угольной и электроэнергетической отраслей могут упростить и модернизировать сложные специализированные IT-процессы, чтобы добиться успеха, несмотря на волатильность цен, сокращение маржи и изменения на рынках. Сотрудники компаний получают возможность быстрее проводить расширенный, комплексный и точный анализ, чтобы улучшать планирование на местах. Специалистам не придется делать работу, которую их коллеги уже проделали в прошлом. Ежегодно компании численностью 1000 человек теряют в среднем 1 млн долл. только из-за дублирования ранее проделанной работы. В масштабах глобальных корпораций эти значения вырастают в геометрической прогрессии.

Системное внедрение цифровых технологий в российский ТЭК уже в среднесрочной перспективе 4–5 лет позволит нарастить добычу углеводородов на 100 тыс. т, создать 100 тысяч

высококвалифицированных рабочих мест, сократить количество производственных несчастных случаев в среднем на 9%, сократить потери углеводородов при транспортировке нефти и газа и выбросы CO₂ на 200 млн т, более чем на 2 трлн долл. нарастить капитализацию компаний ТЭК.

2.4. Оптимизация взаимодействия отраслей ТЭК и ОПК России⁶³

Перед ОПК поставлены задачи в рамках поручения Президента России по достижению уровня выпуска гражданской продукции 30% в общем объеме производства ОПК к 2025 г. и не менее 50% к 2030 г. Более того, существует риск сокращения задействованных в оборонной промышленности более чем 2 млн квалифицированных специалистов.

ОПК имеет конструкторские и производственные возможности по разработке высокотехнологичных отечественных решений и к 2025 г. может занять порядка 25% рынка оборудования для ТЭК, что в текущих ценах составляет более 300 млрд руб., и обеспечить отрасли успешное развитие.

К концу 2020 г. доля гражданской продукции ОПК достигла 24%, по данным Минпромторга России⁶⁴. Ряд компаний достигли 30% и более, но стоит отметить, что рост идет в основном за счет давно существующих на гражданском рынке дочерних структур предприятий ОПК. По компаниям с полным отсутствием гражданского сектора или с незначительной долей гражданской продукции до 10%, которые составляют подавляющее большинство в ОПК, изменения крайне незначительны.

Для компаний-заказчиков со стороны ТЭК имеются существенные риски как в процессе исполнения контрактных обязательств предприятиями ОПК, так и в отношении возможной задержки производства, а в отдельных случаях более сильного административного ресурса, зачастую необходимого сервисного обслуживания и т.д.

Для ОПК одними из ключевых рисков являются отсутствие прозрачной информации по агрегированному спросу нефтегазовой, электроэнергетической и угольной отраслей и вместе с этим отсутствие опыта рыночного ценообразования на продукцию ОПК для ТЭК, разделения накладных расходов и подготовки технических заданий. Стоит также отметить жесткую выстроенность структур предприятий комплекса, которая явно не позволяет предприятиям ОПК адаптироваться к потребностям клиента.

⁶³ Жданев, О. В. Целевая схема взаимодействия между ОПК и ТЭК / О.В. Жданев. – DOI 10.46920/2409-5516_2021_4158_54 – Текст : электронный // Энергетическая политика. – 2021. – №. 4 (158). – С. 54-7

⁶⁴ Развитие оборонно-промышленного комплекса в период 2008-2020 годов // Министерство промышленности и торговли Российской Федерации. 2021. – URL: <https://minpromtorg.gov.ru/activities/industry/siszhadachi/oboronprom/> (дата обращения: 29.11.2022). – Текст : электронный.

Для качественного и количественного расширения взаимодействия предприятий ОПК с компаниями ТЭК нами составлена детальная типовая текущая схема взаимодействия крупного предприятия ОПК с компанией ТЭК от технической идеи/производственной потребности до серийного образца: критический путь составил 4,5 года с описанием порядка 100 этапов. Ключевые и вспомогательные процессы были поделены на пять укрупненных этапов: постановка задачи, архитектурное решение, НИОКР, производство и полевые испытания/выход на серию. Суммарная продолжительность критического пути по всем этапам текущей схемы взаимодействия составила более 40 месяцев.

Основные параметры, обозначенные для каждого из 100 этапов в схеме:

- название технологического/организационного этапа;
- результат по каждому этапу;
- нормативно-правовые документы, которыми руководствуется компания ТЭК или ОПК на каждом из этапов;
- кто непосредственно несет ответственность за выполнение этапа со стороны ТЭК и ОПК;
- средняя продолжительность этапа.

На основании предложений специалистов из ТЭК и ОПК создана целевая схема с уменьшением критического пути до 30–36 месяцев (рисунок 16). Итоговая целевая схема состоит, как и текущая схема, из пяти блоков, но количество процессов возможно уменьшить до девяноста одного:

1. Постановка задачи – 5 процессов.
2. Выработка архитектурного решения – 9 процессов.
3. НИОКР – 25 процессов.
4. Производство – 28 процессов.
5. Полевые испытания. Выход на серию – 24 процесса.

На этапе № 1 «Постановка задачи» предприятиям ОПК для определения единой технической политики по развитию, расширению производства для сферы ТЭК, в том числе с привлечением государственного финансирования, важно иметь план отраслевой потребности компаний ТЭК. Отраслевая информация включает в себя данные по спросу на оборудование и технологии, сервисы как на год, так и на среднесрочную перспективу, до 3–5 лет.

Решить вопрос отраслевой потребности может создание государственной инжиниринговой компании под эгидой Минэнерго России с обеспечением за счет бюджета и банков, работающих в оборонно-промышленном комплексе. Основные задачи компании будут включать работу ТЭК с фундаментальной наукой, непосредственно разработку технологий и оборудования в виде подготовки отраслевых ТЗ и методик испытаний, разработку технико-экономических обоснований проектов, проведение технических аудитов проектов и

предприятий. Минимальная потребность в отраслевых технических заданиях на оборудование, технологии, сервис, как и в отраслевых методиках испытаний, оценивается в 5000 единиц в пятилетнем периоде.

В результате анализа текущей схемы взаимодействия ОПК и ТЭК, начиная с этапа № 2 «Выработка архитектурного решения» и на всех последующих этапах определено, что в проект создания серийного продукта привлечено более 10 различных отделов и служб предприятия, причем одномоментно ответственность за этапы работы несут несколько независимых руководителей, что значительно замедляет срок реализации проекта. На втором этапе при выработке архитектурного решения по проекту данная проблема уже становится достаточно важной для соблюдения общего срока проведения работ и в целом осуществимости проекта.

Решить данную проблему возможно, используя проверенное международной практикой решение – метод ведения проектной деятельности многопрофильными промышленными корпорациями, суть которого заключается в создании внутри каждого промышленного предприятия оборонного комплекса группы технического и технологического развития или группы по ведению проектов с чётко определенными задачами и функционалом на период три года.

Непосредственный руководитель группы: заместитель генерального директора по диверсификации, появление которого требуется на большинстве оборонных предприятий. В настоящий момент только в 17% организаций введена данная должность. Персонал же для группы подбирается в зависимости от специфики проекта.

Все процессы этапа № 3 «НИОКР» в полной мере не применимы для всех без исключения проектов. Так, при наличии решений с полным комплектом РКД, которые предоставляет заказчик или возможно приобрести у профильной инжиниринговой компании, предприятию ОПК требуется лишь адаптировать рабочие, заводские чертежи под свое технологическое оснащение и приступить к выпуску продукции. Многие предприятий ОПК ориентированы на создание всего комплекта РКД внутри себя, но для большинства проектов с ТЭК предприятиям ОПК желательно иметь в штате от одного до трех конструкторов, основными задачами которых должно быть создание детальной 3D модели продукта по техническим требованиям от заказчика и по завершении создания утверждение ТЗ на проект/изделие.

Для сокращения сроков реализации проекта выпуск общих и рабочих чертежей желательно проводить силами подрядных частных организаций. Технологические карты на производство также должен выпускать непосредственно производитель.

В процессе этапа НИОКР, параллельно прохождению ключевых процессов предприятию ОПК необходимо полностью определиться с ценовой политикой по разрабатываемой технологии или технике, завершить формирование бизнес-модели. Здесь стоит отметить, что

при работе по ГОЗ оборонные предприятия закладывают уровень рентабельности 20% для собственного производства и 1% на покупные элементы. Для гражданской продукции в ТЭК такое деление неприменимо – экономически целесообразно отдавать преимущество кооперационному взаимодействию.

Для этапа № 4 «Производство» определяющим организационным решением на предприятиях ОПК может стать создание бизнес-единицы, специализированной организационной структуры, в которую объединяются несколько направлений, не относящихся к профильной деятельности. Бизнес-единица может быть сформирована путем создания дочерней организации и подразумевает организацию работы службы финансового учета, планово-сметного отдела, экономического отдела полностью независимо от основных служб предприятия для разделения ценообразования и накладных расходов всего производства для нужд ГОЗ и производства гражданской продукции, что позволит значительно снизить сроки выполнения проектов и уровень закладываемых накладных расходов на предприятиях ОПК с уровня 1000% по ГОЗ до максимального в гражданской промышленности уровня 400%.

Долгосрочное же финансирование гражданских независимых подразделений предприятий ОПК могут обеспечить новые формы контрактования между предприятиями ОПК и компаниями ТЭК с государственным участием: «offtake контракт» и контракт с отложенным спросом. Государство при этом может обеспечить гарантию обязательств предприятий ОПК в течение первых 3–5 лет.

Преимущество на заключение такого типа контракта с компаниями ТЭК с государственным участием желательно отдать совместным компаниям ОПК и частным сервисным или производственным организациям. «Offtake контракт» на срок до 3–4 лет позволит компаниям ОПК обеспечить процесс создания оборудования/технологии от идеи до выпуска серийного образца при более лояльных банковских условиях.

Одной из самых трудоемких и длительных по срокам реализации задач на финальном пятом этапе проекта является испытание компаниями отрасли техники и технологий. Зачастую процедуру испытаний приходится повторять многократно в разных компаниях по причине отсутствия процедуры взаимопризнания. Данная задача может быть решена, в том числе для оборудования, разработанного и произведенного компаниями ОПК, посредством следующих действий:

1. Создание и утверждение отраслевой методики испытаний.
2. Организация испытательных центров/испытательных полигонов.
3. Межведомственная комиссионная приемка оборудования и технологий.
4. Сертификация, признаваемая во всех хозяйствующих субъектах России и за рубежом.

Роль испытательного центра может взять на себя инжиниринговая компания, где возможно организовать проведение приемо-сдаточных испытаний по ранее утвержденным заинтересованными компаниями отраслевым методикам испытаний. Это в том числе позволит гарантировать соблюдение компаниями-производителями всех требований отраслевых технических заданий при максимально возможной локализации производства. Получение положительной экспертизы от признанного испытательного центра избавит потребителей от необходимости проведения повторных испытаний. Гарантом достоверности сертификации при этом может стать сертификационный центр АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив».

В итоге все результаты проведенной работы объединены в три группы предложений, включая: качество, стоимость, сроки. Данные предложения уже нашли положительный отклик в ряде оборонных корпораций и частично применяются на практике. В случае системной реализации предложений и внедрения всех блоков целевой схемы на уровне правительства и профильных министерств возможно в полной мере обеспечить взаимовыгодное межотраслевое взаимодействие ТЭК и ОПК. А именно предприятия ОПК, используя конструкторские и производственные возможности по разработке высокотехнологичных отечественных решений, смогут к 2025 г. иметь все предпосылки занять порядка 25% внутреннего рынка оборудования для ТЭК, что в текущих ценах составляет более 300 млрд руб., и обеспечить отрасли успешное развитие.



Рисунок 16 – Целевая схема взаимодействия предприятий ОПК и ТЭК – критический путь

2.5. Выводы по главе 2

Разработаны и практически апробированы четыре принципиальные методики, необходимые для определения текущего состояния промышленности, уровня развития государственных и частных компаний и институтов развития, науки и инжиниринга, полностью

соответствующие релевантной потребности экономики страны в обеспечении технологической независимости:

1. Методика обеспечения проведения независимого анализа систем управления непрерывностью ведения бизнеса для отраслей ТЭК.

Методика, при системном внедрении в отрасли, позволяет создавать корпоративную базу для решения вопроса выявления рисков непрерывности ведения основной производственной деятельности отдельно взятой компании, позволяет оперативно разработать программу мероприятий по оперативному реагированию на возникшие риски. В рамках страны методика обеспечит структурирование и адаптацию административной и нормативной базы для обеспечения проведения независимого аудита уровня импортозависимости и стресс-тестирование непрерывности функционирования компаний ТЭК.

Число компаний ТЭК, полностью внедривших системы управления непрерывностью ведения бизнеса по единым, специально разработанным для ТЭК, методологии и рекомендациям, при их введении в федеральную нормативную базу до конца 2023 года, может увеличиться с 16-25% до более 70% к 2026 году, соответственно на аналогичный показатель вырастет адаптивность отрасли ТЭК России к быстро меняющимся геополитическим и экономическим реалиям;

2. Методики расчета доли локализации для ТЭК.

Несмотря на то, что политика местного содержания применяется во многих странах, единого определения самого местного содержания не существует. Страны по-разному трактуют для себя его значение, которое зависит от микро и макроэкономических условий. В России отсутствует единый подход к оценке уровня локализации оборудования для нужд ТЭК.

Предлагается к практическому внедрению как на федеральном, так и на региональном, в предприятиях с государственным участием и в частных компаниях разработанная методика расчёта уровня локализации продукции, услуг и программного обеспечения для ТЭК, производимой на территории Российской Федерации. Предлагаемый расчет уровня локализации для производства продукции сделан на основе опыта более 10 стран и основывается на индивидуальных статьях затрат, участвующих в цепочке создания стоимости.

Разработанная единая методика должна обеспечить пересмотр определения отечественного оборудования, технологий и программного обеспечения с целью определения ключевых позиций в цепи создания стоимости, требующих разработки и локализации производства в России. В последствии на основе результатов применения методики возможно будет составить среднесрочные (до 5 лет) и долгосрочные (до 10 лет) планы промышленного развития в сфере ТЭК и смежных отраслей и соответственно в итоге реализовать научно-

техническую политику в сфере ТЭК. Новая методика на данный момент в государственные нормативные документы не внедрена;

3. Методика расчёта индекса цифровой зрелости.

Обосновывается задача в оценке текущего состояния цифровой трансформации отрасли для российских предприятий ТЭК и государства посредством введения единой системы оценки состояния отрасли и предприятий. Для решения задачи разработана методика расчёта индекса цифровой зрелости, в основу которого лег синтез индексов Smart Industry Readiness Index (“SIRI”), внедренный в 2017 году в Сингапуре, и немецкого “Industry 4.0 Readiness index”.

4. Методика оптимизации взаимодействия компаний ТЭК и предприятий ОПК России.

Удельный вес ОПК в экономике: 3% валового внутреннего продукта страны и 6% промышленного производства. Компании ОПК управляют рынком конечной продукции, при этом создавая более 70% наукоемкой продукции в стране. То есть ОПК обладает уникальными компетенциями по локализации производства оборудования и технологий с расчётом на внутренние компетенции страны, которые особенно актуальны для реализации задачи технологической независимости в ТЭК.

Для исключения ряда выявленных рисков взаимодействия ОПК с ТЭК на системной основе составлена детальная типовая текущая схема взаимодействия крупного предприятия ОПК с компанией ТЭК от технической идеи/производственной потребности до серийного образца: критический путь при этом составил 4,5 года. Текущая схема, за счёт тесной работы со специалистами ТЭК и ОПЕ преобразована в целевую схему с уменьшением критического пути реализации проектов до 3-х лет, выработано три группы предложений для практического ускорения реализации совместных проектов.

Глава 3 Технологическое развитие на примере реальных проектов^{65,66}

3.1. Ледостойкая мобильная буровая установка⁶⁷

13% всех неразведанных мировых нефтяных запасов и 30% всех неразведанных запасов газа в мире находятся в Арктике, 80% запасов – на территории России. В Арктической зоне Российской Федерации сосредоточено порядка 25% общероссийских запасов нефти и более 70% запасов газа.

На основании оценок начальных извлекаемых запасов, геологической изученности регионов можно сделать вывод, что нефтегазовые ресурсы шельфа Арктики и Дальнего Востока в перспективе с 2035-2045 гг. будут занимать значительное место в поддержании уровня добычи нефти и газа в России, компенсируя неизбежный постепенный спад добычи на континентальных месторождениях.

В настоящее время разработка нескольких соседних нефтегазоносных объектов в рамках минерально-сырьевого центра в Арктике затруднена, прежде всего, из-за низкого процента разведанности акватории шельфа в каждом из арктических и дальневосточных морей, отсутствия подтвержденных поисково-разведочным бурением данных геологоразведки. Исключением в России является находящийся в стадии формирования, но уже более десяти лет успешно осваиваемый минерально-сырьевой центр шельфа Охотского моря на северо-восточном берегу острова Сахалин.

В итоге для оперативного наращивания экономически оправданного эксплуатационного бурения в исследуемых регионах через 15 лет необходимо до 2035 г. параллельно вести несколько десятков ГРП по теоретически перспективным минерально-сырьевым центрам. В среднем на подготовку месторождения к эксплуатационному бурению в условиях шельфа Арктики и Дальнего Востока тратится от 9 до 12 лет: 2D и 3D сейсморазведка, геохимические и другие исследования, поисково-оценочное и разведочное бурение, интерпретация данных по каждой стадии работ.

⁶⁵ Zhdaneev, O. V. The Role of Import Replacement in the Development of the Russian Oil and Gas Machine Engineering / O.V. Zhdaneev. – DOI 10.2118/187913-MS – Text : printed // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference. – М. – 2017.

⁶⁶ Жданеев, О. В. Опыт создания российского оборудования для проведения исследований необсаженных наклонно направленных скважин / О.В. Жданеев. – DOI 10.30713/1999-6942-2018-12-65-73 – Текст : электронный // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2018. – №. 12. – С. 65-73.

⁶⁷ Жданеев, О. В. [и др.] Разведочное бурение на арктическом и дальневосточном шельфе России / О.В. Жданеев, К.Н. Фролов, А.Е. Коныгин, М.Р. Гехаев. – DOI 10.25283/2223-4594-2020-3-112-125 – Текст : электронный // Арктика: экология и экономика. – 2020. – №. 3. – С. 112-125.

Уменьшить срок и стоимость программ ГРП возможно за счет применения мобильных ледостойких буровых установок, способных гарантировать бурение одной или нескольких скважин в один сезон, несмотря на ледовые условия за пределами ограниченного сезона открытой воды.

Для обоснования выбора наиболее востребованных технических решений нами был проведен системный анализ всех лицензионных участков на шельфе Арктики и Дальнего Востока по природно-климатическим параметрам. На 1 июня 2020 г., на момент исследования, существовало 93 лицензионных участка (ЛУ) в Арктике и на Дальнем Востоке, распределенных между компаниями ПАО «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ПАО «НОВАТЭК» и АО «Севернефтегаз» и множеством известных нераспределенных нефтегазоперспективных участков шельфа. Площадь действующих лицензий составляет 1656 тыс. км².

Природно-климатические условия работы в российской Арктике разнообразны. Обобщенные ледовые характеристики по результатам исследований в разбивке по акваториям арктических и дальневосточных морей представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Ледовая обстановка в морях Арктики и Дальнего Востока России

Акватория	Наличие многолетних льдов/ айсбергов	Средняя макс. толщина ровного ледового поля, м	Усредненная длительность для ровного ледового поля различной толщины, нед					
			Открытая вода или сплоченность льда менее 10%	Условная толщина ровного ледового поля (без учета увеличения толщины льда при торошении)				
				<0,3 м	<0,6 м	<1 м	<1,4 м	1,4 м и более
Баренцево море, юг (Печорское)	Нет	0,9	13	10	4	10	10	5
Баренцево море, северо-восток	Есть, часто	1,5	13	4	6	10	9	10
Карское море, юго-запад	Нет/редко	1,2	9	10	6	6	6	15
Карское море, северо-восток	Есть, часто	1,8	3	6	5	3	2	33
Море Лаптевых	Есть	2,0	10	3	6	7	5	21
Восточно-Сибирское море	Есть	2,3	9	4	5	6	8	20
Чукотское море	Редко	1,8	12	3	5	6	8	18
Берингово море	Нет	1,2	30	3	5	12	2	0
Охотское море	Нет	1,2	26	4	6	14	2	0
Японское море, север	Нет	0,4	40	8	4	0	0	0

Также в рамках данной работы был проведен комплексный анализ глубин по всем ЛУ в Арктике и на Дальнем Востоке, включая нераспределенный лицензионный фонд. Помимо общего анализа батиметрии акваторий лицензионных участков оценены глубины по всем

известным НГПС. Важно отметить, что глубины являются одним из ключевых факторов, определяющих выбор типа применимых морских буровых установок.

Батиметрические исследования морей Западной Арктики проводились с выделением в отдельную подгруппу юго-восточной акватории Баренцева моря – Печорского моря, Обской губы и Тазовской губы Карского моря. Печорское море, Обская губа и Тазовская губа – одни из самых разведанных по запасам углеводородов акваторий Арктики. Общая площадь ЛУ Западной Арктики составляет 673 тыс. км² и чуть больше 100 тыс. км² НГПС внутри ЛУ. На ЛУ Баренцевого и Карского морей, исключая Печорское море и Обскую и Тазовскую губы, преобладают глубины более 60 м – 78%, НГПС внутри ЛУ – 84%. Печорское море, Обская и Тазовская губы, наоборот, относительно мелководны, площадь ЛУ на глубинах до 60 м составляет 84%, НГПС внутри ЛУ – 87%.

Шельф морей Восточной Арктики – самый сложный для любых производственных работ и условно до сих пор неизученный регион, разведанность не превышает 1%. Общая площадь ЛУ составляет 776 тыс. км², количество обнаруженных НГПС невелико, 6–7%. Глубины по ЛУ от 0 до 40 м – 23%, от 40 до 60 м – 45%, от 60 м – 32%. Глубины по ЛУ более 80% присутствуют в значимом количестве в Чукотском море (32%) и море Лаптевых (около 10%).

Результаты батиметрических исследований ЛУ морей Дальнего Востока были достаточно предсказуемыми: 84% площадей ЛУ площадью 207 тыс. км² и НГПС находятся на глубинах более 80 м. Во всех трех морях по результатам сейсморазведки найдено большое количество НГПС внутри ЛУ общей площадью более 40 тыс. км². В Беринговом море действующие ЛУ отсутствуют.

Большая часть фонда нераспределенных НГПС, не менее 70 тыс. км² по всем трем регионам, находится на глубинах более 80 м (71%), перспективные участки для сейсморазведки в рамках контрактов Росгеологии также находятся более чем на 95% на глубинах более 80 м.

Таким образом, эффективность развития шельфа российской Арктики в значимой мере зависит от возможности расширения сезона бурения в ледовых условиях вплоть до круглогодичного бурения в ряде регионов и в различном диапазоне глубин как в границах одной акватории, так и в целом по Арктике и Дальнему Востоку. Такой опыт, хотя и весьма ограниченный, уже накоплен в мире, для эффективной работы в российской Арктике также существуют технологические возможности.

Арктический шельф России отличается от шельфа Гренландии и Северной Америки рядом условий. Но создание буровых установок для наших акваторий, способных противостоять ледовым нагрузкам и охватывать необходимый диапазон глубин, технически возможно. При этом важно учитывать, что универсального решения для всего спектра условий эксплуатации не существует – охват диапазона глубин от 20 до 300 м требует использования

морских буровых установок различных типов, каждый из которых имеет собственные ограничения по глубине моря, внешним нагрузкам и условиям морской транспортировки. Важной задачей является обеспечение в отрасли долгосрочного спроса на ГРП. Так, на этапе строительства морская буровая установка для разведочного бурения в Арктике для достижения окупаемости должна быть обеспечена работой на 7–10-летнюю перспективу с учетом возможных глубин ее применения, ограничений по ледостойкости, возможности оперативной транспортировки между точками бурения, в том числе между акваториями разных морей.

В рамках работы определены наиболее экономически эффективные и технически осуществимые на базе отечественных производственных мощностей концепции ледостойких мобильных буровых установок.

Основные критерии оценки по каждому из проектов:

- предварительная полная оценочная стоимость;
- производственная логистика как на стадии строительства, так и на стадии эксплуатации буровой установки на шельфе Арктики;
- процент охвата акваторий участков под разведочное бурение каждым из проектов;
- время и условия автономности каждого проекта;
- риски отсутствующих в данный момент конструктивных и технологических решений по каждому из проектов;
- адаптивность проектов к большему числу возможных условий бурения в Арктике.

По результатам проведенной исследовательской и аналитической работы нами определены три наиболее технологически перспективных проекта буровых установок для разведочного и эксплуатационного бурения в ледовых условиях арктического шельфа России и на шельфе Дальнего Востока России с условиями работы, аналогичными Арктике. Для каждого проекта разработаны основные технические требования на проведение стадии PreFeed проекта – составления предпроектной документации.

Разработаны три концепции ледостойких мобильных буровых установок для обеспечения планируемых показателей по добыче нефти и газа в России после 2035 г. и создания конструкторской, производственной и технологической базы для промышленной разработки нефтегазовых ресурсов шельфа Арктики и Дальнего Востока.

1. Проект самоходной ЛМБУ № 1, глубина моря от 60 до 1000 м, ограничения по ледовым условиям.

Ледостойкое буровое судно, оборудованное турельной системой удержания и системой динамического позиционирования. Судно предназначено для круглогодичного или сезонного бурения в условиях Арктики, в зависимости от района применения и текущих ледовых условий в точке бурения.

- Передвижение своим ходом в открытой воде со скоростью до 15 уз.
- Корпус судна класса не ниже Arc 7. Возможность плавания при проводке ледоколом в однолетних арктических льдах толщиной до 2 м.
- Бурение в однолетнем ровном льду толщиной до 1,4 м.
- Система якорного удержания турельного типа с возможностью экстренного отсоединения.
- Глубина моря от 60 до 1000 м.
- Операционный сезон от 26 до 46 нед.
- Пассивное флюгирование.
- Автономность до 100 сут.

2. Проект самоподъемной ЛМБУ № 2, глубина моря от 10 до 80-100 м, ограничения по ледовым условиям.

Самоподъемная плавучая буровая установка, трехпорная, буксируемая или транспортируемая на полупогружном транспортном ледостойком судне или барже. Для возможности круглогодичного бурения на глубинах от 10 до условно 30–40 м предусмотрены затапливаемые буксируемые приставки – блок-кондуктор.

- Транспортное судно класса Arc 7 «heavy lift» г/п от 50000 т.
- Бурение в однолетнем ровном льду толщиной до 1 м.
- Глубина моря от 10 до 80 м.
- Операционный сезон от 21 до 40 нед.
- Автономность до 30 сут.
- С ростом глубины ледостойкость снижается:
 - при глубине 40 м до 1 м;
 - при глубине 60 м до 0,8 м;
 - при глубине 80 м до 0,6 м.

3. Проект погружной ЛМБУ № 3, глубина моря от 10 до 60 м, без ограничений по ледовым условиям.

Гравитационная буровая установка для круглогодичного бурения в Арктике вне зависимости от ледовой и климатической обстановки в районе бурения. Диапазон глубин 20-60 м обеспечивается только за счет составной конструкции при возможности эксплуатации верхнего строения отдельно от затапливаемых подставок (подводного основания). Требуется применения транспортировки на полупогружном транспортном ледостойком судне.

- Передвижение своим ходом в открытой воде со скоростью до 15 уз.
- Бурение в однолетнем ровном льду толщиной до 1,4 м.
- Система якорного удержания турельного типа с возможностью экстренного отсоединения.

- Глубина моря от 20 до 60 м.
- Круглогодичный операционный сезон во льдах до 3 м.
- Автономность до 100 сут.

В результате комплексной работы по разработке проекта обеспечения возможности разведочного бурения на шельфе Арктики и Дальнего Востока предварительно определены несколько этапов работы и сформирована дорожная карта.

Основные работы в рамках первого предпроектного этапа работ по ЛМБУ охватывают следующие целевые направления:

1. Проект самоходной ЛМБУ для глубин моря от 60 до 1000 м.
2. Проект самоподъемной ЛМБУ для глубин моря от 10 до 80–100 м.
3. Проект погружной ЛМБУ для глубин моря от 10 до 60 м.
4. Единый проект бурового комплекса, идентичный по составу для всех трех типов ЛМБУ.
5. Полупогружное транспортное ледостойкое судно.
6. Состав флота обеспечения.
7. Верфь (верфи) для строительства ЛМБУ и флота обеспечения и дальнейшего прохождения обслуживания и ремонта на территории Российской Федерации.

Согласно текущим оценкам, широкомасштабные программы по эксплуатационному бурению на шельфе Арктики не появятся в следующие 15 лет из-за существенного потенциала разработки наземных нефтегазовых месторождений, отсутствия полного спектра необходимых отечественных технологий для осуществления круглогодичной добычи и прежде всего из-за низкой геологической изученности перспективных нефтегазовых провинций на шельфе. Нарращивание ГРП в ближайшие несколько лет, в том числе программное, а не выборочное бурение поисковых и разведочных скважин, является ключевым фактором, обеспечивающим успешное долгосрочное планирование развития экономики страны в период после 2035 г. и социально-экономический рост Арктики и Дальнего Востока.

Реализация проекта ледостойкой мобильной буровой установки для разведочного бурения по созданной дорожной карте вместе с развитием смежных направлений позволит обеспечить планируемые показатели по добыче нефти и газа в России после 2035 г. и создаст конструкторскую, производственную и технологическую базу для промышленной разработки нефтегазовых ресурсов шельфа Арктики и Дальнего Востока.

3.2. Буровая установка 2.0⁶⁸

В настоящее время в мире, в том числе и в России, нефтегазовые и нефтесервисные компании сталкиваются с проблемой изыскания средств на поиск и разработку новых месторождений при увеличившейся в среднем себестоимости добычи барреля. В России дополнительно необходимо обозначить проблему изыскания средств нефтесервисными компаниями на замену устаревшего парка буровых установок, смежного оборудования для строительства и освоения скважин (геофизическое оборудование, цементируочные комплексы, агрегаты для освоения и ремонта скважин, специализированный транспорт) и почти полное отсутствие российского рынка высокотехнологичного наземного и скважинного бурового оборудования кроме развитых сборочных производств из иностранных комплектующих.

Чтобы достичь успеха в данном вопросе, в России необходимо перестроить систему взаимоотношений между сервисными компаниями и нефтегазовыми консорциумами. Вся линейка услуг в бурении должна стать прибыльной в долгосрочной перспективе. Для этого потребуются кардинально и не постепенно пересмотреть показатели эффективности строительства скважин за счет реализации проекта «Цифровой буровой комплекс 2.0». В итоге мы должны получить существенное снижение себестоимости барреля нефти.

Решение задачи создания цифрового бурового комплекса – буровой установки 2.0 в России, с учетом компетенций отечественных разработчиков, в том числе государственных корпораций, позволит российским нефтегазовым предприятиям значительно снизить себестоимость добычи нефти и газа, в том числе позволит сделать экономически эффективной разработку ряда трудноизвлекаемых запасов, даже при существующих методах разработки, а также шельфовых месторождений.

За последние десять лет средняя проходка на одну буровую установку изменилась не более чем на 10% и составляет 22 000 м в год, дальнейший рост показателя сдерживается техническими ограничениями в развитии традиционной схемы ведения буровых работ. Рассчитано, что суммарная проходка в России к 2030 г. увеличится с текущих 27 млн м до более 40 млн м, в первую очередь из-за безальтернативной необходимости разработки месторождений ТРИЗ, при условии удержания текущего уровня добычи нефти. При этом ежегодная минимальная потребность до 2030 г. будет составлять в среднем порядка 100 буровых

⁶⁸ Жданеев, О. В. О приоритетных направлениях развития буровых технологий в России (в порядке обсуждения) / О.В. Жданеев, К.Н. Фролов. – DOI 10.24887/0028-2448-2020-5-42-48 – Текст : электронный // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №. 5. – С. 42-48.

установок различной грузоподъемности ежегодно, 50% из которых пойдут на замену списываемых станков, вторая половина – на общее увеличение парка.

«Цифровой буровой комплекс 2.0» – это не создание отдельно взятого усовершенствованного проекта буровой установки возможно с набором скважинного оборудования для бурения на уровне мировых аналогов. Если следовать данному простому плану, Россия останется на десятилетия только в роли догоняющего, причем не на шаг назад, а на несколько этапов позади, и вряд ли займет существенную долю на мировом рынке нефтесервисных услуг.

В течение 2020 г. нами была разработана концепция цифровой буровой установки с ультравысокими техническими характеристиками для повышения эффективности буровых работ в России, снижения капитальных затрат на разработку новых месторождений с неосложненными извлекаемыми запасами и сокращения в 2 раза среднего срока основного периода буровых работ на новых месторождениях (рисунок 17). В итоге созданы детальные отраслевые технические требования на весь комплекс и отдельно технические требования на цифровой блок управления с элементами Индустрии 4.0 (рисунок 17).⁶⁹

Принципиально цифровой буровой комплекс 2.0 состоит из трех глобальных систем:

1. Наземное оборудование, включая буровую установку, цементирующий комплекс и энергетическое оборудование, управляемые общей автоматизированной системой управления.
2. Скважинное оборудование и системы, включая управляемые компоновки для бурения и исследования скважин, бурильные трубы, буровые растворы.
3. Программные продукты, обеспечивающие, оптимизирующие и связывающие работу всех наземных и скважинных систем.

Рассчитаны частные текущие практические эффекты, в основном из опыта иностранных компаний по внедрению систем управления буровыми операциями, на основе искусственного интеллекта:

- 40% – увеличение механической скорости бурения при бурении ротором;
- 80% – увеличение механической скорости бурения при направленном бурении;
- 18% – уменьшение общего производительного времени на строительство скважин;
- 27% – уменьшение времени на техническое обслуживание и ремонты;

⁶⁹ Zhdaneev, O. V. Predictive Systems for the Well Drilling Operations / Zhdaneev O., Frolov K., Petrakov Y. – DOI 10.1007/978-3-030-66081-9_28 – Text : electronic // Cyber-Physical Systems: Design and Application for Industry 4.0. – Springer, Cham, 2021. – Vol. 342. – P. 347-368. (Scopus)

- 22% – снижение энергопотребления и топлива.

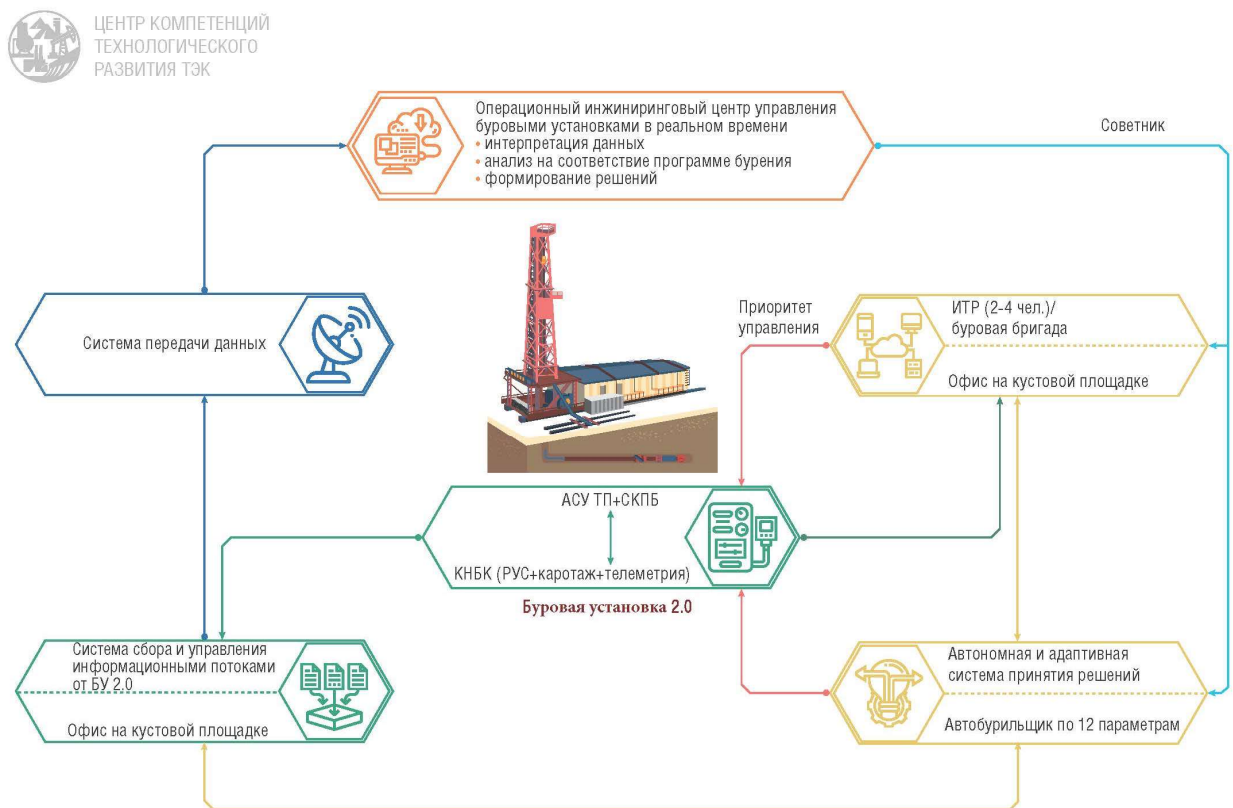


Рисунок 17 – Архитектура буровой установки 2.0

Цифровой буровой комплекс – комплекс функционально взаимосвязанных технологических (механических), энергетических и цифровых (программных) систем, позволяющий бурить скважины различного назначения и во всех возможных климатических условиях автономно при минимальном участии человека (рисунок 18). Проект по созданию единой автономной и адаптивной системы принятия решения при бурении в полном варианте или урезанном в настоящий момент реализуют больше 15 компаний, совместных предприятий, концернов. На первом этапе все они сталкиваются с проблемой временных затрат на сбор, оцифровку, оценку полноты, проверку достоверности и качества входных данных, и восстановление недостающих значений от буровых технологических систем – до 90% общего времени разработки технологических предиктивных алгоритмов.

ЦИФРОВАЯ БУРОВАЯ УСТАНОВКА

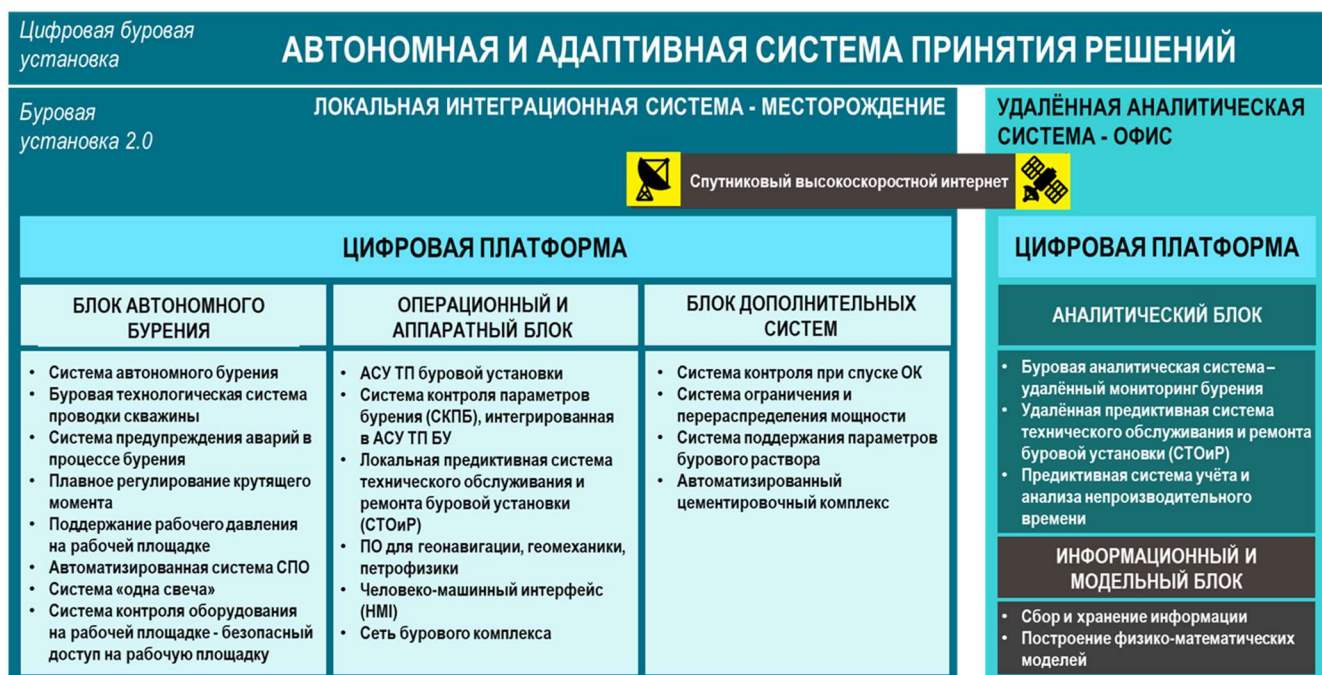


Рисунок 18 – Схема деления цифровой системы управления БУ 2.0

Буровой комплекс 2.0 – это глобальная перестройка подхода к процессу строительства скважины с созданием и интеграцией большого ряда компетенций по всем вовлеченным дисциплинам, таким как:

- планирование скважин;
- обустройство месторождений – порядок отсыпки кустовой площадки, создание подъездных путей, трубная обвязка скважины, подвод электроэнергии;
- вышкомонтажные работы – передислоцирование и монтаж бурового комплекса;
- бурение – организация процесса бурения и работы буровой бригады, включает в себя автоматизированную буровую установку с определенным набором оборудования и программными продуктами по каждому процессу;
- сервис по направленному бурению – технология направленного бурения для создания наклонно-направленных скважин, скважин с большим отходом от вертикали и скважин с горизонтальным участком до нескольких километров;
- растворный сервис – технология приготовления буровых растворов;
- сервис по заканчиванию скважин – заключительные работы по спуску и цементированию колонн;
- освоение скважин – комплекс работ по вызову притока жидкости (нефть, газ) из пласта в скважину;

- геологическое и геофизическое сопровождение – исследование пластов в процессе бурения и освоения скважины;
- программное обеспечение – единая интегрированная цифровая платформа по бурению, максимально связывающая все процессы и сервисы, осуществляемые на скважине; обратная связь с цифровой платформой по добыче;
- обучение персонала новым подходам по каждому из вышеуказанных направлений;
- утилизация бурового шлама и других отходов бурения.

Принципиально цифровой буровой комплекс 2.0 состоит из трех глобальных систем:

- скважинное оборудование и системы, включая управляемые компоновки для бурения и исследования скважин, бурильные трубы, буровые растворы;
- наземное оборудование, включая буровую установку, цементировочный комплекс, энергетическое оборудование, управляемые общей автоматизированной системой управления;
- программные продукты, обеспечивающие, оптимизирующие и связывающие работу всех наземных и скважинных систем.

Необходимо отдельно отметить, что, разработав и получив все планируемые компетенции по цифровому буровому комплексу, возможно в той или иной степени превратить любую из эксплуатируемых классических буровых установок с ЧРП в России в буровую установку 2.0. Не имеет значения, китайского, европейского, американского или российского производства электронно-компонентная база и буровое оборудование.

На основании разделов технических требований внесены изменения в технический раздел Правил предоставления субсидий из федерального бюджета организациям на приобретение новых буровых установок отечественного производства взамен буровых установок, сданных на утилизацию, детализировано определение высокотехнологичной буровой установки. Уже сейчас ряд компаний на основании указанных приоритетов ведут отдельные работы по созданию ряда элементов буровой установки 2.0.

Развитие отечественной передовой техники и технологий для бурения позволит исключить значительный рост парка классических буровых установок, создать отечественный передовой буровой комплекс – буровую установку 2.0 и сократить ежегодную максимальную потребность в буровых установках г/п от 180 тонн и выше с 120 до 80 единиц. Создание парка полноценных буровых установок 2.0 (до 100 единиц) до 2030 г. и частичная модернизация работающих буровых установок до уровня буровых установок с ультравысокими техническими характеристиками (до 300 единиц) позволят достичь следующих результатов:

- уменьшение операционных затрат при проведении буровых работ до 40%;

- уменьшение капитальных затрат на разработку новых месторождений с неосложненными извлекаемыми запасами на 15-20%, вне зависимости от величины месторождения;
- новые месторождения смогут быть разбурены вдвое меньшим количеством буровых установок, средний срок основного периода буровых работ сократиться в среднем с 8 лет, до 4–5 лет;
- добуривание и применение БВС на месторождении после основного периода буровых работ сократится до 50%;
- уровень производительности труда вырастет до 20% от текущих среднемировых значений;
- создание новых рабочих мест в ТЭК для высококвалифицированного персонала до 10% от текущей общей численности инженерных и рабочих кадров в отрасли;
- экологичность буровых технологических наземных систем вырастет на порядок за счет рационального использования промышленных материалов для бурения, предупреждение нештатных ситуаций с буровым оборудованием, в том числе очистки бурового раствора и дренажных систем, снизят вероятность загрязнения окружающей среды до долей процента.

По открытым официальным данным, мировой рынок по предоставлению услуг сопровождения наклонно-направленного бурения превышает 10 млрд долл., с учетом суточной ставки по буровым установкам, сервису по буровым растворам, услуг по заканчиванию скважин, бурильным трубам и т.д. общая сумма значительно превышает 100 млрд долл.

Семь из девяти мировых приоритетных сквозных цифровых технологических направлений применимы для совершенствования буровых комплексов: большие данные, искусственный интеллект, промышленный интернет вещей, компоненты робототехники, технология беспроводной связи, технологии виртуальной и дополненной реальности, новые производственные технологии. Внедрение данных технологий позволит снизить время на бурение одной наклонно-направленной эксплуатационной скважины минимум на 20% и скважины с горизонтальным окончанием в среднем минимум на 30% от любых текущих средних показателей по месторождениям.

Государству, планируя вкладывать значительные средства в разработку «Цифрового бурового комплекса 2.0», так же, как и в другие опережающие проекты по нефтедобыче, транспортировке, нефтепереработке, необходимо рассчитывать и четко планировать задачу, как «на порядок опередить» через 10 лет мировые тенденции, а не догнать или приблизиться к ним. Только если мы сможем задавать мировые тренды хотя бы по нескольким выбранным направлениям к 2030 г., мы сможем изменить внутренний рынок и выйти на мировой.

Создание системы принятия решений с помощью искусственного интеллекта для цифрового бурового комплекса позволит оптимизировать работу огромного числа сервисов,

персонала, задействованных при бурении, соответственно, значительно снизить себестоимость строительства скважины и сократить технологические и производственные риски до минимума, а также занять долю мирового рынка сервисных услуг в бурении скважин как на суше, так и на море. Все наработки по цифровому буровому комплексу уже в ближайшем будущем, возможно, будет распространить за пределы нефтегазодобычи – на геотермальную энергию, утилизацию отходов, вплоть до космических исследовательских программ, продолжение отечественной программы сверхглубокого бурения.

3.3. Метрологическое обеспечение

Геофизические методы исследования в скважинах активно применяют на всех этапах поиска, освоения и разработки нефтяных и газовых месторождений – от этапа поискового, оценочного и разведочного бурения, эксплуатационного бурения, освоения скважин, дальнейшего текущего и капитального ремонта скважин, повышения нефтеотдачи пластов и до этапа консервации скважин включительно. Основная масса работ по затратам и единовременным объемам приходится на этап строительства разведочных и эксплуатационных скважин, когда применяется почти вся гамма оборудования: измерительные геофизические комплексы на кабеле, на трубах, в составе буровых компоновок. При этом ключевой момент здесь не в производстве оборудования, а в умении применять и интерпритировать различные методы исследований с конкретной привязкой к геологическим условиям. Данный вопрос решается в отдельном секторе нефтегазовой отрасли – метрологическое обеспечение методов и аппаратуры для исследования скважин. Отдельно стоит указать, что метрологическое обеспечение ГИС, как и создание специализированного программного обеспечения, роботизированных программно-аппаратных комплексов для безлюдных технологических систем, принципиально новых конструктивных решений по отдельным компонентам буровой установки, создание скоростных каналов связи скважина-поверхность, создание скважинной аппаратуры, является одним из ключевых для решения в рамках более глобального проекта – буровая установка 2.0.

Метрологическое обеспечение для скважинной геофизической и измерительной аппаратуры является обособленным направлением в области ГИС, в задачи которого входят:

- разработка новых эталонов для ГИС;
- калибровка, техническое обслуживание и ремонт эталонов;
- калибровка скважинной аппаратуры;
- сертификационные испытания аппаратуры и ее испытания для внесения в Госреестр;
- разработка методик калибровки скважинной аппаратуры;

- подтверждение компетентности метрологических служб нефтесервисных компаний (ИСО 17025-2006) для внесения ее в реестр РСК;
- метрологический анализ измерений, разработка методологий проведения измерений и интерпретация геофизических данных и т.д.

Поэтому ключевую роль в обеспечении требуемой точности проведения скважинных измерений ГИС выполняет метрологическое обеспечение. Точность проведения скважинных измерений достигается за счет калибровок аппаратуры, разработки научно обоснованных методик измерений и методик интерпретации данных, которые индивидуальны для каждого типа аппаратуры ГИС и модификации аппаратуры одного и того же типа. К тому же в задачи метрологических центров входят совершенствование существующих и создание новых методик измерений и интерпретации данных, которые проводятся на постоянной основе в соответствии с достижениями науки, технологии и техники.

На сегодняшний день в мировой практике достигнута точность геофизических скважинных измерений на уровне $\pm 2\%$, что позволяет оценивать запасы новых, малоизученных месторождений, в том числе месторождений с ТРИЗ и Арктического шельфа, с высокой точностью для определения рентабельности и научно обоснованной целесообразности полномасштабной разработки месторождений с учетом затрат на строительство инфраструктуры, транспортировки полезных ископаемых и определения оптимальных технологий извлечения полезных ископаемых.

Российские компании производители освоили производство всего перечня необходимого геофизического оборудования, но точностные характеристики в среднем находятся на уровне $\pm 10\%$, что является отставанием от мировых лидеров, у которых показатели не превышают $\pm 2\%$. В связи с этим, в РФ на новых, малоизученных месторождениях с ТРИЗ и Арктического шельфа применяется иностранное оборудование ГИС, методологии интерпретации данных в совокупности с высокотехнологичным программным обеспечением.

В текущей геополитической обстановке законодательствами иностранных государств введены ограничения не только на работу иностранных нефтесервисных компаний в РФ, но и на поставку высокотехнологичного оборудования на российские месторождения нефти и газа. Поэтому необходимо создать собственными силами соответствующее современному уровню метрологическое обеспечение скважинной аппаратуры ГИС и сформировать высококвалифицированный кадровый потенциал в области метрологического обеспечения ГИС с использованием существующего задела и компетенций ведущих российских вузов, предприятий и метрологических центров с привлечением производственных мощностей российских машиностроительных предприятий, в том числе предприятий ОПК.

В мировой практике уже созданы и успешно функционируют метрологические центры для аппаратуры ГИС, к примеру: калибровочный центр EECF (Environmental Effects Calibration Facility) в Хьюстоне обладает самым большим набором искусственных имитаторов пород (более 1000 различных вариантов) для геофизических измерений, проводимых по всему миру. В случае если среди имитаторов пород нет подходящего, специалисты центра могут подобрать необходимые параметры с использованием наполнителей и специальных вставок к ним.

Повышение точности измерений также сопряжено с обновлением технической части оборудования ГИС (современные датчики, электронные компоненты, применение новых материалов при производстве оборудования ГИС) и развитием метрологического обеспечения. С учетом того что точностные характеристики аппаратуры ГИС должны обеспечиваться во всем диапазоне воздействия эксплуатационных факторов (к которым относятся ударные до 1000g при длительности импульса удара до 5 мс, вибрационные нагрузки до 30 g_{rms}, воздействие температур до 150 °C, давление до 120 МПа) и должен обеспечиваться ресурс не менее 5 тыс. ч, а межсервисный период не менее 1500 ч с сохранением показателей точности измерительной аппаратуры, важно проводить тестирование нового скважинного измерительного оборудования, методологий проведения замеров и интерпретации данных, разработанного программного обеспечения на испытательном стендовом оборудовании с контролем метрологических характеристик.

В рамках работы по инвентаризации российских метрологических центров для аппаратуры ГИС нами проведен исследовательский проект по обеспечению технологической независимости ТЭК России в сфере метрологического обеспечения аппаратуры для геофизических исследований скважин⁷⁰, внедрения соответствующих стандартов^{71, 72} и создания специализированных испытательных центров⁷³.

Оснащенность ведущих геофизических предприятий в России эталонами составляет от ± 10 до $\pm 35\%$, что напрямую влияет на достоверность государственного учета углеводородного сырья и при оценке КИН погрешность геофизических измерений находится на уровне $\pm 10\%$, а

⁷⁰ Жданеев, О. В. Метрологическое обеспечение аппаратуры для геофизических исследований / О.В. Жданеев, А.В. Зайцев, В.М. Лобанков. – DOI 10.31897/PMI.2020.6.9 – Текст : электронный // Записки Горного института. – 2020. – Т. 246. – С. 667-677.

⁷¹ Жданеев, О. В. Стандарты API Q1 и DNV 2.7-1: опыт внедрения. Часть 1 / О.В. Жданеев // Стандарты и качество. – 2018. – №. 4. – С. 96-101.

⁷² Жданеев, О. В. Стандарты API Q1 И DNV 2.7-1: опыт внедрения. Часть 2 / О.В. Жданеев // Стандарты и качество. – 2018. – №. 5. – С. 96-99.

⁷³ Жданеев, О. В. [и др.] Концепция проведения испытаний скважинного оборудования / О.В. Жданеев, А.В. Зайцев, В.М. Лобанков, К.Н. Фролов // Недропользование XXI век. – 2021. – №. 1-2. – С. 4-15.

при определении коэффициентов пористости и нефтенасыщенности пород достигает $\pm 56\%$. К тому же отсутствие ряда эталонов, в частности, таких как эталоны пористости доломитовых нефтенасыщенных и газонасыщенных пород, не позволяет развиваться российской геофизике в рамках создания принципиально новых геофизических методов исследований в скважинах, новой аппаратуры, например, методов магнитно-резонансной томографии пластов, акустических сканеров трещиноватости пластов, спектроскопии и т.д. В связи с этим необходимо не только создать единый метрологический центр, имеющий ряд вспомогательных центров, распределенных по территории РФ и оснащенных необходимым метрологическим оборудованием, но и сформировать кадровый потенциал в области геологии, геофизики, петрофизики, математического моделирования и др., что позволит разработать современные методологии интерпретации геофизических данных и повысить их достоверность.

В исследовательской работе по вопросам возможности создания испытательных полигонов определены массогабаритные характеристики скважинного оборудования, стендовое испытательное оборудование, разработаны методики проведения стендовых и натурных испытаний высокотехнологичной скважинной аппаратуры. Важно отметить, что работа велась совместно с ведущими российскими компаниями производителями высокотехнологичного оборудования, применяемого в процессе бурения в контексте повышения его надежности до уровня ведущих мировых производителей аналогичного оборудования (1500 ч наработка на отказ, ресурс оборудования не менее 5000 ч) и повышения показателей точности скважинной аппаратуры.

В результате выявлено, что российские компании имеют возможность проводить только стендовые испытания скважинных модулей, имеющих небольшие массогабаритные характеристики (длина до 2 м, диаметр не более 60 мм и масса не более 25 кг), а проводить испытание измерительных модулей в сборе не представляется возможным из-за отсутствия в РФ испытательных стендов, удовлетворяющих массогабаритным характеристикам скважинных измерительных модулей⁷⁴:

- корпуса скважинной аппаратуры выполняются в виде труб, диаметр которых определяется типоразмером. Длина одного модуля не более 4000 мм, масса не более 1500 кг;
- современные электронные глубинные модули, которые применяются в процессе бурения, располагаются в отдельном корпусе, который помещается в проточной части

⁷⁴ Жданев, О. В. [и др.] Концепция проведения испытаний скважинного оборудования / О.В. Жданев, А.В. Зайцев, В.М. Лобанков, К.Н. Фролов // Недропользование XXI век. – 2021. – №. 1-2. – С. 4-15.

оборудования, при этом диаметр не более 48 мм, длина не более 2,5 м, масса не более 30 кг;

- силовая часть роторных управляемых систем имеет длину до 12 м, в комплексе – более 24 м, а также массу до 5 т;
- генератор турбинного типа. Габаритные размеры: диаметр не более 119 мм, длина не более 500 мм, масса не более 20 кг;
- литий-ионные батарейные модули питания. Габаритные размеры модуля: диаметр не более 48 мм, длина достигает 3000 мм, масса не более 20 кг;
- модуль передачи данных (пульсатор) по гидравлическому каналу связи. Габаритные размеры: диаметр 80-170 мм, длина до 2000 мм, масса до 30 кг.

Инвентаризация по наличию необходимого стендового испытательного оборудования у предприятий ТЭК, российских машиностроительных предприятий, в том числе предприятий ОПК, показала, что из всего перечня необходимого испытательного оборудования наиболее критическим является термо-, барокамера с необходимыми габаритными размерами (внутренний диаметр не менее 260 мм, длина не менее 10 м) и техническими характеристиками (максимальное рабочее давление не менее 120 МПа и температура до +210 °С). В мировой практике при работе скважинного оборудования встречаются следующие скважинные условия, которые также необходимо обеспечивать и в оборудовании, производимом в РФ:

- рабочая температура до +210 °С;
- рабочее давление до 120 МПа, в совокупности с кратковременными (не более 1 с) пульсациями, происходящими в процессе бурения в штатном режиме до 140 МПа;
- рабочая вибрация до 30 g (среднеквадратическое значение), пиковая – до 120 g;
- ударная нагрузка до 1000 g с длительностью импульса 5 мс, пиковой до 1500 g при той же длительности с частой до 40 ударов/мин;
- работа в абразивной среде с содержанием твердых абразивных частиц (например, песка) до 1% при скорости потока до 40 м/с;
- промывочные жидкости могут быть как щелочные с pH до 12, так и кислые с pH менее 4, в зависимости от месторождения возможно содержание сероводорода до 14%.

Для обеспечения проведения испытаний скважинной аппаратуры необходимо создать испытательный полигон, который целесообразно оснастить следующим оборудованием и стендами:

- климатические камеры;
- вибростенды для проведения испытания на виброустойчивость и вибропрочность;

- гидравлический стенд испытания на прочность и герметичность при одновременном воздействии гидростатического давления и температуры;
- стенд для тестирования усилия, развиваемого отклоняющим аппаратом роторно-управляемой системы (РУС):
 - стенд, оснащенный рамой для установки и закрепления роторно-управляемых систем и забойных двигателей;
 - механизм измерения усилия, развиваемого отклоняющим аппаратом.
- стенд для определения функциональных возможностей роторно-управляемых систем, забойных двигателей и породоразрушающего инструмента:
 - стенд, оснащенный гидравлическим насосом плунжерного типа с производительностью до 80 л/с;
 - станина, оснащенная подвижным механизмом с лебедкой для создания нагрузки на РУС, усилием не менее 30 т.с.;
- имитатор породы (бетон) с габаритными размерами 50-100 м × 25 м × 25 м (ДхШхВ);
- оборудование для метрологического обеспечения:
 - установка для калибровки скважинных инклинометров (инклинометрический стенд);
 - эталоны в виде стандартных образцов горных пород, пересеченных скважиной;
 - имитаторы физических величин и т.д.

Работоспособность оборудования гарантированно должна сохраняться не менее 200 ч (при температуре выше 175 °С), а средняя наработка на отказ не должна быть менее 1500 ч, при ресурсе не менее 5000 ч. Но испытывать оборудование столь длительное время не представляется возможным, поэтому разработаны методология и методики проведения испытаний аппаратуры с применением ускоренных методик испытаний, которые в мировой практике получили название HALT (Highly Accelerated Life Test – ускоренные ресурсные испытания) и HASS (Highly Accelerated Stress Screen – ускоренный выборочный контроль), которые основаны на воздействиях, превышающих максимальные рабочие характеристики по закону Аррениуса (экспоненциальная кривая). В ходе испытания используются внешние воздействия: вибрация, циклический нагрев и охлаждение, термоиспытания, повышенное напряжение, влажность и другие факторы, включая нагрузки, значения которых превышают реально возникающие в процессе эксплуатации.

Необходимость создания отраслевого испытательного полигона обусловлена необходимостью обеспечения не только точностных характеристик и эксплуатационных показателей надежности, но и требований взаимопризнания результатов испытаний и метрологии скважинной измерительной аппаратуры.

Реализация полного перечня мер позволит российской геофизической отрасли получить технологическую независимость в части геофизических исследований в скважине и будет способствовать российским нефтесервисным компаниям выйти на мировые нефтесервисные рынки, на которых они сейчас представлены в самых минимальных объемах за всю историю отрасли – не более 1% (для сравнения нефтесервисные компании СССР контролировали в 1980-х гг. более 15% мирового рынка, и утрата позиции на мировом геофизическом рынке оценивается за период 30 лет не менее 1 трлн долл. США), а также позволит выйти на международные рынки оказания геофизических услуг с перспективным потенциальным объемом до 15%.

Для обеспечения выхода отечественных сервисных компаний по предоставлению услуг ГИС на международный нефтесервисный рынок и удержания текущего уровня добычи нефти по оптимистичному сценарию на уровне 550 млн т в год к 2035 г. необходимо:

- произвести российское лабораторное метрологическое оборудование – до 4000 позиций;
- создать испытательные стенды – до 25 комплектов;
- создать наборы образцов горных пород с привязкой к региональной геологии – до 3000 единиц метрологических эталонов;
- организовать единый национальный метрологический центр, включающий региональные метрологические центры (до восьми), распределенные по федеральным округам России или по нефтегазоносным провинциям;
- разработать безлюдные технологии для проведения рутинных лабораторных работ (в РФ возможно автоматизировать до 500 000 операций по калибровке оборудования в год).

Полная реализация всех предложений развития отечественной метрологии ГИС в нефтегазовой отрасли позволит получить к 2035 г. следующие результаты:

- рост до 40% уровня производительности труда за счет внедрения безлюдных технологий и оптимизации алгоритмов исследований;
- снижение операционных затрат на разведку и разработку месторождений за счет повышения точности проведения измерений ГИС в ТЭК – в ценах 2020 г. до 117-135 млрд руб.;
- создание новых рабочих мест в метрологии ГИС РФ для высококвалифицированного персонала – до 30% текущей общей численности инженерных и рабочих кадров в отрасли;
- снижение зависимости от импорта метрологического оборудования и применяемых методов исследования до 90%;
- возможность занять до 20% мирового рынка геофизических исследований скважин, составляющего 8,8 млрд долл. по состоянию на 2019 г.

3.4. КНБК, испытательные полигоны

На сегодняшний день строительство всех без исключения эксплуатационных и разведочных скважин на нефть и газ ведется с применением высокотехнологичной КНБК. КНБК является одним из трех основных компонентов для создания полноценной буровой установки 2.0. В состав КНБК в зависимости от задач включаются:

- телеметрические системы;
- азимутальный гаммакаротаж;
- гамма-спектроскопия (азимутальная);
- индекс фотоэлектрического поглощения (азимутальный);
- гамма-гаммакаротаж (азимутальный);
- нейтрон-нейтронный каротаж (азимутальный);
- импульсный нейтронный каротаж (азимутальный);
- азимутальный высокочастотный резистивиметр (индукционный);
- электрический боковой микрокаротаж (азимутальный);
- акустический каротаж (азимутальный);
- каротаж методом ядерно-магнитного резонанса – ЯМР (азимутальный);
- роторно-управляемые системы.

Анализ применения и направления высокотехнологичных КНБК на российских месторождениях показал, что наиболее востребовано следующее оборудование: телесистемы, оборудование для геофизических измерений в скважинах, архитектура которых подразделяется на базовую (имеющую измерительные каналы гамма-каротажа и индуктивного сопротивления) и расширенную (имеющую радиоактивные, акустические, магнитно-резонансные и термобарометрические измерительные каналы, в том числе азимутальные методы исследования), а также наддолотные измерительные модули, роторные-управляемые системы. Рынок высокотехнологичной КНБК в РФ значительный и оценивается в 99 млрд руб. при оценке всего объема нефтесервисного рынка 130 млрд руб. На нефтесервисном рынке РФ доля российских КНБК составляет не более 10% (90% нефтесервиса с подрядом иностранных компаний или с применением иностранного оборудования).

На сегодняшний день в связи с отсутствием российского скважинного измерительного комплекса на российских месторождениях применяются иностранные высокотехнологичные КНБК. В связи с ограничениями иностранных государств по поставкам в РФ высокотехнологичной КНБК необходимо создать собственными силами российскую КНБК расширенной архитектуры для разработки существующих, новых, малоизученных месторождений. К тому же важно обеспечить технические характеристики КНБК, которые

должны соответствовать современным требованиям надежности при работе в условиях вибраций до 30g, ударной нагрузки до 1000g при длительности импульса до 5 мс, рабочей температуре более 150 °С, с сохранением точностных характеристик в скважинных условиях не менее 1500 ч наработки.

Анализ производимых в РФ модулей КНБК показал, что серийный выпуск телесистем для применения в процессе бурения в РФ полностью освоен, при этом степень локализации комплектующими не превышает 50%. Оборудование для геофизических исследований в скважине также выпускается российскими компаниями примерно с той же степенью локализации в 50%.

Несмотря на то, что в России освоен серийный выпуск скважинного и наземного оборудования, как правило, каждой отдельной компанией производится ограниченное количество модулей (не более 3 шт.), которые представлены как отдельные измерительные скважинные модули или в виде модулей, предназначенных для работы с определенным типом КНБК. Поэтому возникают технические сложности при создании единой компоновки, состоящей из российских модулей различных производителей. Это связано с использованием производителями разных типов электрических разъемов, интерфейсов, межмодульных соединителей, протоколов передачи данных и т.д.

При сопряжении модулей различных производителей в единый измерительный комплекс существуют технические сложности, связанные с отсутствием универсальных модулей сопряжения и модулей сбора, обработки и передачи информации на поверхность. Поэтому разработана и предложена модульная конструкция КНБК, имеющая стандартизированную шину данных, управление которой осуществляется при помощи центрального процессора (рисунок 19), что позволяет компоновать необходимые модули в любой последовательности и с необходимым наполнением.

В исследовании разработана и предложена оптимальная архитектура КНБК, которая наиболее востребована на российских месторождениях (рисунок 19).



Рисунок 19 – Архитектура скважинной аппаратуры для объединенной КНБК

Анализ применяемых модулей для бурения различных скважин и месторождений показал, что применение всего перечня модулей одновременно в КНБК (рисунок 20) нецелесообразно из-за технологических сложностей при сборке и конфигурировании КНБК, трафик канала связи ограничен по скорости передачи данных (в среднем от 0,5–3 бит/с), что требует увеличения времени на прием, обработку и интерпретацию информации. Поэтому предложен минимально необходимый состав КНБК для бурения различных месторождений:

- для хорошо изученных месторождений:
 - кровля залегания не более 1000 м и мощность пласта более 20 м, достаточно применять модуль гамма-каротажа;
 - кровля залегания более 1000 м и мощность пласта более 10 м, достаточно применять модуль гамма-каротажа и индукционный резистивиметр.
- для истощенных и недостаточно хорошо изученных месторождений необходимо применять модули гамма-каротажа, индукционный резистивиметр и в продуктивном пласте модули, использующие источники ионизирующего излучения (гамма-гамма-каротаж, гамма-гамма-лито плотностной и т.д.);
- для новых и неизученных месторождений необходимы методы гамма-каротажа, индукционный резистивиметр, а в продуктивном пласте модули, использующие источники ионизирующего излучения (гамма-гамма-каротаж, гамма-гамма-лито плотностной и т.д.) и нейтронный каротаж для оценки пористости и нефтенасыщенности пластов, к тому же все измерения необходимо проводить с использованием азимутальных технологий измерений ГИС;
- для месторождений с глубиной залегания кровли продуктивного пласта более 2500 м вне зависимости от типов применяемых геофизических модулей целесообразно применение роторных управляемых систем с азимутальными технологиями проведения измерений ГИС;
- для месторождений с ТРИЗ и низкодебетных пластов целесообразно в дополнении к требуемым азимутальным модулям ГИС применять также азимутальный диэлектрический каротаж совместно с кросс-дипольным акустическим измерительным модулем для выявления и оценки трещиноватости при проведении гидравлического разрыва пласта.

Для реализации разработанной архитектуры КНБК необходимо создать универсальные телескопические удлинители для обеспечения электрического и механического присоединения измерительных модулей и преобразования информационных протоколов, применяемых производителями, в единую шину данных, которые должны быть выполнены в виде отдельных электрических плат, встраиваемых в измерительный модуль или в виде межмодульных вставок.

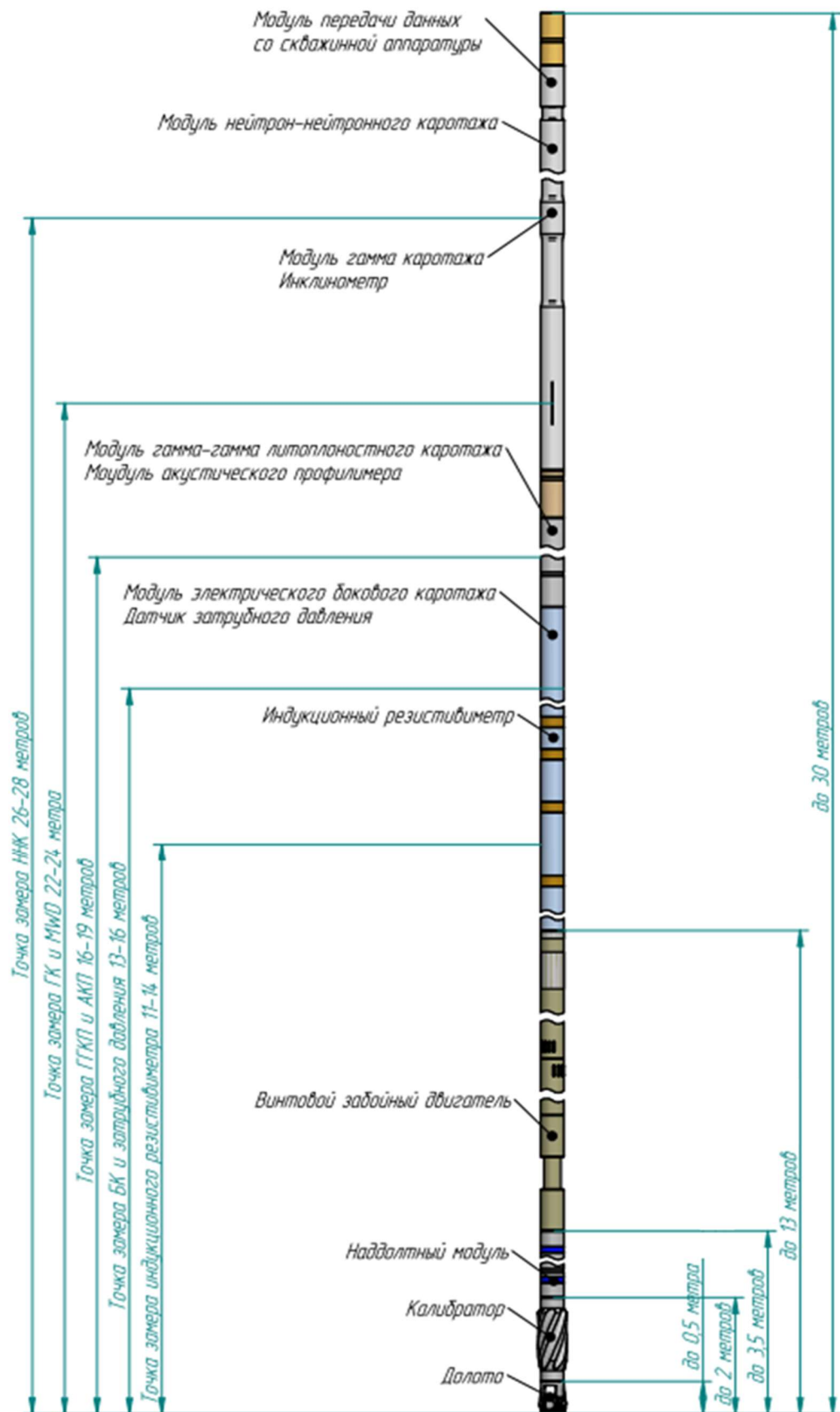


Рисунок 20 – Компоновка низа бурильной колонны, расширенная архитектура

Также необходим высокотехнологичный наземный аппаратно-программный комплекс, который осуществляет прием информации из скважины, ее обработку, формирование базы

данных, отчетной документации в графическом и цифровом виде с глубокоинтегрированным функционалом скважинного модуля центрального процессора. Для реализации необходимого функционала и в соответствии с трендами, намеченными в отрасли, разработаны требования к необходимому функционалу аппаратно-программного комплекса, к которому относятся:

- создание двустороннего высокоскоростного канала связи между наземным и скважинным оборудованием 70 бит/с и более;
- увеличение глубины зондирования горных пород более 12 м;
- создание соответствующего современному уровню метрологического обеспечения в части:
 - повышения точности ГИС с ± 10 до $\pm 2\%$ за счет создания сети метрологических полигонов, распределенных по федеральным округам РФ, соответствующих мировому уровню разработки (актуализации, обновление существующих) методик интерпретации данных, ГИС ⁷⁵;
 - актуализации и разработки современных методик интерпретации данных и проведения измерений;
 - актуализации развития методического и программно-интерпретационного метрологического обеспечения в целях соответствия его мировому уровню;
- достижение эксплуатационных, ресурсных показателей по наработке на отказ не менее 1500 ч с сохранением метрологических характеристик, при этом ресурс оборудования должен составлять не менее 5000 ч;
- разработка и достижение гибкости конфигурирования, функционала программного обеспечения (в том числе специализированного программного обеспечения) и др.

В отрасли существуют потребность и критическая импортозависимость в немагнитной стали, имеющей предел текучести не менее 965 МПа при магнитной проницаемости 1,01⁷⁶, также при создании высокотехнологичного скважинного оборудования российские производители вынуждены использовать иностранную высокотемпературную электронную компонентную базу из-за отсутствия российской (в таблице 2 приведен перечень критической импортозависимой номенклатуры ЭКБ, применяемой в высокотехнологичной скважинной

⁷⁵ Жданеев, О. В. Метрологическое обеспечение аппаратуры для геофизических исследований / О.В. Жданеев, А.В. Зайцев, В.М. Лобанков. – DOI 10.31897/PMI.2020.6.9 – Текст : электронный // Записки Горного института. – 2020. – Т. 246. – С. 667-677.

⁷⁶ Bravkov, P. V. [et al.] Novel non-magnetic steel for high-performance drilling and logging operations / P.V. Bravkov, R.Z. Gusmanov, O.V. Zhdaneev, A.L. Sapunov. – DOI 10.17580/cisisr.2021.01.09 – Text : electronic // CIS Iron and Steel Review. – 2021. – Т. 21. – P. 52-57.

аппаратуре). Для локализации производства ЭКБ необходима диверсификация существующих российских производственных мощностей радиоэлектронной промышленности, в том числе предприятий ОПК для производства термо-, вибростойкого ЭКБ и детекторов, таких как акселерометры, магнитометры, фотоэлектронные умножители и детекторы нейтронов.

Таблица 2 – Доля российских компонентов в составе высокотехнологичного скважинного оборудования

П.п.	Доля иностранных компонентов	Компоненты
Радиоэлектронные компоненты		
1	100%	ПЛИС (США, Корея)
2	100%	Микроконтроллеры (США)
3	90%	Пассивные элементы (Китай)
4	100%	Интегральные микросхемы (США, Япония)
5	100%	Энергонезависимая память Flash (Евросоюз, Корея)
6	50%	Литиевые батареи (Канада)
Итого	90%	–
Датчики		
7	100%	Акселерометры (Евросоюз, Япония, США)
8	50%	Датчики давления (США, Россия)
9	100%	Магнитометры (Евросоюз, США)
10	100%	Датчики МЭМС (США, Евросоюз)
11	100%	Фотоэлектронные умножители (Япония)
12	100%	Редкоземельные магнитные сплавы (Китай)
13	50%	Кристаллы сцинтилляционных детекторов (США, Россия)
14	50%	Счетчики нейтронов (США, РФ)
Итого	81%	–

Работа, направленная на повышение степени локализации комплектующих в высокотехнологичной КНБК, показала, что в РФ существуют компетенции по производству сталей, твердых и износоустойчивых материалов для породоразрушающего инструмента и датчиков. Для производства опытных образцов комплектующих разработаны и согласованы с отраслью отраслевые технические задания, по которым производится немагнитная сталь и ведется разработка датчиков для применения в скважинных условиях:

- На сегодняшний день разработанная специализированная немагнитная сталь для применения в скважинной аппаратуре находится в розничной продаже.

- Проект по созданию российского акселерометра для применения в процессе бурения нефтяных и газовых скважин⁷⁷. Проект по акселерометрам ведется по двум направлениям: разработка акселерометра компенсационного типа по классической архитектуре и акселерометра также компенсационного типа, но выполненного по МЭМС технологии. Важно отметить, что разрабатываемая архитектура акселерометра по МЭМС технологии уникальна и в мире не существует подобных образцов. На сегодняшний день акселерометр, выполненный по классической архитектуре, проходит этап стендовых испытаний, а акселерометр, выполненный по МЭМС технологии, находится на окончательной, опытно-промышленной стадии разработки технологии производства чувствительного элемента.
- В разработке находятся алмазные резцы для премиального класса для породоразрушающего инструмента и по производственному плану в конце 2022 г. намечено производство опытной партии.

Реализация указанных мер позволит ТЭК не только приобрести технологический суверенитет в области бурения высокодебитных скважин, выполнить поставленные и обозначенные задачи в Энергетической стратегии до 2035 года по обеспечению добычи нефти на уровне 490–555 млн т в период до 2035 г., обеспечить разработку месторождений с ТРИЗ (которая является безотлагательной) и выполнить целевой ориентир повышения коэффициента извлечения нефти с текущего среднего значения 25 до 40% к 2035 г. (без учета ТРИЗ) без привлечения иностранного оборудования и иностранных нефтесервисных компаний (работа которых на сегодняшний день ограничена со стороны иностранных государств). Это также позволит существенно снизить стоимость высокотехнологичных услуг в области бурения скважин в среднем не менее чем в 2,5, увеличить скорость выполнения проектов не менее чем в 1,5 раза и стать независимой высокотехнологичной отраслью мирового уровня.

3.5. Акселерометр для скважинного оборудования

В среднем в России за год бурится не менее 8 тыс. скважин, из них не менее 5 тыс. высокодебитные, для бурения которых требуется применение современных технологий, характеризующиеся применением высокотехнологичного скважинного оборудования.

Состав высокотехнологичных бурильных колонн (КНБК) различный и зависит как от типов месторождений, так и от сложности проведения буровых работ, но в 100% случаев

⁷⁷ Жданев, О. В. О создании российского акселерометра для скважинной инклинометрии / О.В. Жданев, А.В. Зайцев, С.Ф. Коновалов, А.Е. Семенов. – DOI 10.24887/0028-2448-2021-8-30-35 – Текст : электронный // Нефтяное хозяйство. – 2021. – №. 8. – С. 30-35.

используются подземные навигационные приборы (телесистемы), в которых ключевым элементом является датчик инклинометра, без которого невозможно строить сложные пространственные профили скважин с целью максимального охвата продуктивного пласта. Это позволяет увеличить дебет скважин не менее чем в 10 раз, к тому же позволяет увеличить коэффициент извлечения углеводородов месторождения.

В современных скважинных инклинометрах, используемых в процессе бурения, применяются малогабаритные датчики – акселерометры. Из-за отсутствия производства в РФ необходимых акселерометров российские производители высокотехнологичной скважинной аппаратуры вынуждены использовать акселерометры иностранного производства фирм Honeywell International Inc (США), Japan Aviation Electronics Industry, Ltd. (Япония). В связи с введением ограничений со стороны иностранных государств в отношении российского топливно-энергетического комплекса поставка акселерометров также ограничена, что накладывает риски в отношении не только к непрерывности ведения бизнеса, компаний, занятых в производстве высокотехнологичной скважинной аппаратуры, но и для российского ТЭК в целом как высокоэффективной отрасли РФ.

Для повышения уровня технологической независимости процесса бурения нами был инициирован проект создания российских акселерометров⁷⁸ с необходимыми характеристиками для нефтяной и газовой промышленности, которые составлены и согласованы с ключевыми российскими компаниями разработчиками и производителями высокотехнологичной скважинной аппаратуры:

- работа в температурном диапазоне от -40 до +150 °С;
- вибрации до 30grms;
- ударные нагрузки до 1000g;
- габаритные размеры электронных компонентов и датчиков не должны превышать Ø28 мм, высоты не более 19 мм;
- ресурс датчика должен быть не менее 5000 ч в скважинных условиях.

Производимые в России акселерометры компенсационного типа не рассчитаны на работу в скважинных условиях, так как их условия эксплуатации не соответствуют скважинным в процессе бурения (температурный диапазон от -60 до +80 °С, максимально допустимые ударные нагрузки до 150g). Ни в какой другой отрасли промышленности не требуются

⁷⁸ Жданев, О. В. О создании российского акселерометра для скважинной инклинометрии / О.В. Жданев, А.В. Зайцев, С.Ф. Коновалов, А.Е. Семенов. – DOI 10.24887/0028-2448-2021-8-30-35 – Текст : электронный // Нефтяное хозяйство. – 2021. – №. 8. – С. 30-35.

указанные характеристики, поэтому создание акселерометров для ТЭК является отдельным направлением приборостроительной промышленности.

В процессе разработки отраслевого ТЗ не только выявлены технические характеристики акселерометров, но определены необходимые типы, к которым относятся акселерометры, имеющие классическую архитектуру (рисунок 21), и малогабаритные акселерометры, выполненные по технологии МЭМС (рисунок 22). Оценен рынок потребления российскими компаниями акселерометров компенсационного типа, выполненных по классической архитектуре, он составляет не менее 1400 шт./год с перспективным ростом в среднем 1,5%, при этом рыночная стоимость зарубежных образцов составляет от 200 до 350 тыс. руб. за шт. Акселерометров, выполненных по МЭМС, требуется не менее 5000 шт./год при стоимости низкокачественных иностранных образцов от 1500 до 2000 руб. за шт.

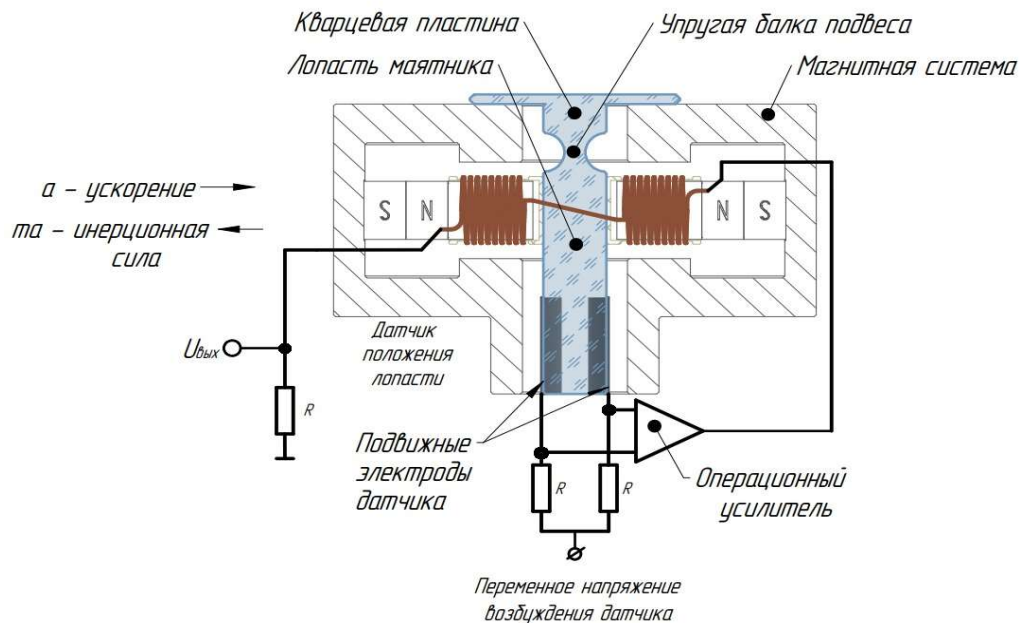


Рисунок 21 – Структурная схема акселерометра

Разработка акселерометров началась с разработки архитектурного решения, затем была предложена архитектура, которая исключает применение плавленого кварца как материала, требующего для своей обработки достаточно сложной и небезопасной технологии изотропного травления с использованием плавиковой кислоты, заменив кварц на монокристаллический кремний, допускающий точное формообразование с использованием методов МЭМС технологии и безопасного анизотропного жидкостного травления. Кроме того, балки упругого подвеса лопасти маятника изготавливаются из фольги бериллиевой бронзы БрБ2. Они выдерживают значительно большие деформации, чем кварц, и поэтому не требуют применения прецизионных ограничителей боковых смещений лопасти маятника. Упрощена также сборка прибора. Поскольку при сборке отсутствуют операции точного позиционирования выставки

элементов прибора, не требуется высокая квалификация сборщика. Все это резко снижает стоимость прибора.

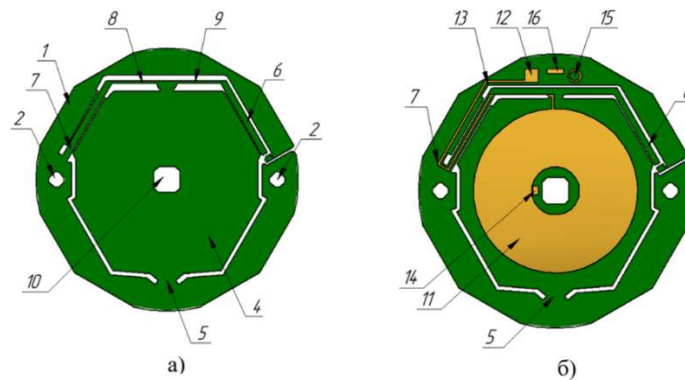


Рисунок 22 – Кремниевый маятниковый узел акселерометра: а – кремниевый маятник без металлических проводников; б – маятник со спиральными катушками и токоподводами;

- 1 – рамка; 2 – крепежные отверстия; 3 – прорезь в рамке; 4 – лопасть маятника; 5 – технологическая перемычка; 6, 7 – упругие балки подвеса лопасти; 8, 9 – вертикальные плоские пружины; 10 – точное квадратное отверстие с вертикальными стенками; 11 – спиральная катушка; 12 – контактная площадка; 13 – токоподвод; 14 – металлизированное отверстие; 15 – контактная площадка с металлизированным отверстием; 16 – контактная площадка на участке рамки без окисла (имеет электрический контакт с кремнием)

При создании прибора особо стоял вопрос о разработке и изготовлении входящего в его корпус блока электроники, способной работать при температуре окружающей среды до $+150\text{ }^{\circ}\text{C}$ и, следовательно, при температуре внутри прибора, превышающей указанный уровень из-за собственного разогрева прибора выделяемой внутри мощностью. Разработчики электронного блока не имели в своем распоряжении полупроводниковых элементов, рассчитанных на работу при таких температурах, поэтому использовали микросборки промышленной серии (температура до $+85\text{ }^{\circ}\text{C}$). Однако при разработке электроники была создана схема усилителя, обеспечивающая в разы уменьшение выделяемой в усилителе мощности и, следовательно, уменьшение собственного нагрева. Кроме того, перед установкой в прибор все электронные блоки подвергались длительным испытаниям на работоспособность в условиях экстремально высокой температуры и блоки, в которых устанавливалась деградация выходных характеристик, отбраковывались. Такой подход недопустим при создании приборов для целей инерциальной навигации летательных аппаратов, где отказ прибора имеет катастрофические последствия, но является приемлемым при создании инклинометрических приборов.

Предложенная нами архитектура МЭМС акселерометра, предназначенного для ТЭК, предусматривает исполнение в классе компенсационного акселерометра, но выполненного по технологии группового травления с катушкой индуктивности на чувствительном элементе, что

позволяет применять его в условиях ударных и вибрационных нагрузок. Важно отметить, что в мире подобных архитектур, выполненных по МЭМС технологи, на сегодняшний день нет.

Конструкция акселерометра имеет существенно меньшие габариты, она проще, технологичнее и дешевле акселерометра, выполненного по классической архитектуре. Представляется возможность изготовления двух и более ортогонально расположенных по отношению друг к другу акселерометров в одном корпусе. Уже изготовлены и исследованы макеты акселерометра. Испытания показали, что акселерометры имеют хорошие метрологические характеристики, существенно превосходящие характеристики приборов с электростатическими силовыми компенсационными датчиками, используемыми в известных конструкциях, и вполне соответствующие потребностям инклинометрических измерений.

В связи со сложностью и техничностью производство акселерометров обоих типов является не только наукоемким, но и высокотехнологичным направлением приборостроения и произвести опытные образцы под силу только технически высокоразвитым предприятиям, которые, как правило, относятся исключительно к оборонно-промышленному комплексу страны. Поэтому разработка технологии производства и производство опытно промышленных образцов несколькими ведутся российскими компаниями в области приборостроения:

- производство опытного образца акселерометра классической архитектуры (рисунок 21) АО «Серпуховский завод Металлист» и АО «ПНППК» (Приложение И);
- производство опытного образца акселерометра по МЭМС технологии (рисунок 22) АО «Российские космические системы» совместно с АО «НИИФИ».

Подготовленные разработки, технологии являются заделом для запуска серийного производства высокотехнологичных датчиков на территории РФ, что позволит повысить степень локализации инклинометра с 10-20% до уровня порядка 70%, тем самым снизить технологическую зависимость российских компаний производителей от зарубежных комплектующих и обеспечить непрерывность работ по бурению высокодебитных нефтяных и газовых скважин, в том числе на месторождениях ТРИЗ и Арктического шельфа. К тому же это позволит обеспечить поддержание уровня добычи нефти и газа в соответствии с объемами, обозначенными в Энергетической стратегии РФ до 2035 года, а также минимизировать риски:

- поставки датчиков и высокотемпературных электронных компонентов (более 150 °C) из-за рубежа;
- санкционные риски, связанные с освоением месторождений с ТРИЗ и Арктического шельфа.

Важно отметить, что акселерометры изготовлены с использованием российских материалов, комплектующих и технологий, на российских предприятиях с применением российских производственных технологий, что является технологическим суверенитетом и

позволит российскому ТЭК выполнять задачи, поставленные и обозначенные в Энергетической стратегии до 2035 года по обеспечению добычи нефти на уровне 490–555 млн т в период до 2035 года, обеспечить разработку месторождений с ТРИЗ (которая является безотлагательной) и выполнить целевой ориентир повышения коэффициента извлечения нефти с текущего среднего значения 25% до 40% к 2035 году (без учета ТРИЗ) без привлечения иностранного оборудования и иностранных нефтесервисных компаний, работа которых на сегодняшний день ограничена.

3.6. Немагнитные стали для компоновки низа бурильной колонны⁷⁹

Добыча нефти и газа в Российской Федерации неразрывно связана с бурением наклонно-направленных и горизонтальных скважин. В 2021 г. было пробурено более 6000 горизонтальных скважин, ожидается рост горизонтального бурения на 25–30% до 2030 г. Бурение горизонтальных скважин – сложный технологический процесс, включающий комплекс взаимосвязанного высокотехнологичного оборудования, программно-аппаратных комплексов, химических реагентов. Одним из ключевых модулей бурового комплекса является компоновка низа буровой колонны (КНБК). Данный модуль позволяет проводить измерения во время бурения, направлять буровое долото по заданной траектории, передавать поток информации в режиме онлайн на станцию контроля и управления буровой установки. Строительство высокотехнологичных скважин невозможно без глубокого изучения геологических свойств нефте- и газонесущих пластов. Для этого применяется спектр методов геофизических исследований скважин (ГИС): нейтронные, ядерно-магнитные, электромагнитные и другие методы каротажа. На данный момент российский рынок оборудования компоновок низа буровой колонны (КНБК) и геофизической (ГИС) аппаратуры оценивается в 30 млрд руб., к 2030 г. ожидается увеличение рынка на 15–20%.

Для производства аппаратных комплексов КНБК и ГИС применяются изделия из специализированных стальных сплавов, обладающих низкой магнитной проницаемостью и высокими механическими свойствами, – немагнитных сталей. Применение немагнитных сталей обусловлено требованиями изолировать высокоточные измерительные приборы КНБК и ГИС от влияния магнитного поля Земли, стальных буровых труб и обсадных колонн скважин.

В связи с отсутствием серийного производства немагнитных сталей в России отечественные производители оборудования КНБК и ГИС использовали изделия из

⁷⁹ Bravkov, P. V. [et al.] Novel non-magnetic steel for high-performance drilling and logging operations / P.V. Bravkov, R.Z. Gusmanov, O.V. Zhdaneev, A.L. Sapunov. – DOI 10.17580/cisisr.2021.01.09 – Text : electronic // CIS Iron and Steel Review. – 2021. – Т. 21. – Р. 52-57.

немагнитной стали зарубежного производства следующих марок: Magnadur 501, Magnadur 601, P550, P650, StaballoyAG17, SLW-3 (основные страны-поставщики – США, Германия, Австрия, КНР). Полная зависимость от импорта накладывает следующие риски на предприятия-производители высокотехнологичного оборудования: себестоимость изготовления изделий напрямую коррелируется с обменным курсом рубля (в 2019–2021 гг. курс евро к рублю вырос на 25%), рост логистических издержек составил 15–20% в 2019–2021 гг., отказ поставщиков из США и ЕС от сотрудничества с российскими компаниями в 2022 г. С учетом общего текущего потребления немагнитных сталей на уровне 1500 т в год (около 2 млрд руб.) и перспективной потребностью до 3000 т в год (около 5 млрд руб.) к 2030 г. совокупный потенциальный прямой ущерб для российских производителей оборудования КНБК и ГИС может быть оценен в 1 млрд руб. в год с учетом организации новых логистических маршрутов и ограниченности поставщиков из дружественных стран. С учетом косвенных факторов, таких как: задержки поставок оборудования на рынок, срыв графиков бурения и как следствие упущенная добыча нефти и газа, совокупный ущерб может превысить 7–8 млрд руб. в год. Данные риски переходят на конечных потребителей сервисов бурения и эксплуатации нефтяных и газовых скважин, что отразится на конкурентоспособности отечественных энергоресурсов на внутренних и внешних рынках.

Создание производства отечественных немагнитных сталей и изделий из них позволит повысить уровень локализации оборудования КНБК и ГИС до 85–90% и как следствие снизить себестоимость конечных изделий на 15–20% по сравнению с аналогичными, выполненными из зарубежных аналогов. С учетом сокращения логистических цепей, отсутствия валютных рисков, своевременного выхода высокотехнологичного оборудования на рынок совокупный эффект может превысить 10 млрд руб. в год, что делает данный проект приоритетным для металлургической отрасли.

До 2019 г. существовали ограничения для реализации проекта создания отечественной немагнитной стали. Для запуска новой марки стали в металлургической отрасли определяющими являются понимание долгосрочного (3–5 лет) прогноза потребления продукции и наличие консолидированного заказа. Заказы в 50–100 т в год не являются экономически целесообразными для производства новых марок стали. Отсутствие консолидированного отраслевого заказа, единых технических требований, а также специфические требования к технологии изготовления (наличие непрерывной разливки, ковочного производства, включая радиальную ковку) являлось барьером для запуска проекта вплоть до 2019 г.

В 2019 г. при участии ведущих компании отраслей ТЭК нами был консолидирован отраслевой спрос и сформирована прогнозная потребность в немагнитных сталях до 2030 г. На основании анализа качества сталей зарубежного производства, в наибольшей степени

удовлетворяющих условиям эксплуатации оборудования КНБК и ГИС в России, сформированы и утверждены технические требования к немагнитным сталям для отечественного нефтегазового приборостроения. Основные характеристики немагнитных сталей:

- предел текучести: две основные группы сплавов с показателями более 758 МПа и более 965 МПа;
- растяжение: 18–20%;
- работа удара 81–120 Дж;
- твердость 275–400 НВ;
- коррозионная стойкость по методу ASTM A262, Practice A;
- ультразвуковой контроль 3,2 мм;
- относительная магнитная проницаемость $\mu = 1.010$, при градиенте магнитного поля 0.05 Т.

Ведущим металлургическим предприятием, специализирующимся на выпуске специализированных сталей, проведена технико-экономическая оценка проекта производства немагнитных сталей для нефтегазовой отрасли. Проект признан экономически эффективным при выпуске одной марки, удовлетворяющей техническим требованиям, объемом 1000 т в год. После проведения научно-исследовательских работ определена рецептура немагнитной стали, включающая следующие основные компоненты: железо, марганец, хром, молибден, никель. Для защиты интеллектуальных прав сформирована и подана патентная заявка. Зарегистрирована торговая марка отечественной немагнитной стали для нефтегазовой отрасли – RUMET960.

Для выплавки опытной партии немагнитной стали разработан технологический процесс в соответствии с лучшими мировыми практиками и имеющимся на предприятии научно-технологическим заделом.

Технологический процесс создания сплавов из немагнитных сталей состоит из следующих этапов (рисунок 23):

- 1) выплавка и разливка немагнитной стали: дуговая сталеплавильная печь, печь-ковш, вакуумный дегазатор;
- 2) нагрев и заготовка слитков, механическая обрезка на размерную длину: прессы 16 МН и 36 МН, отрезной станок, ленточнопильный станок;
- 3) горячая пластическая деформация заготовок размерной длины: прессы 16 МН и 36 МН, радиально-ковочная машина;
- 4) отбор проб, изготовление образцов, тестирование механических и магнитных свойств, микроструктуры и межкристаллитной коррозии: центральная заводская лаборатория;

- 5) окончательная токарная обработка: токарные станки и ультразвуковой контроль на наличие возможных внутренних дефектов;
- 6) контроль доставки: механические свойства, макроструктура, контроль геометрических параметров, неразрушающий контроль;
- 7) подготовка к отправке: упаковка и консервация (при необходимости).

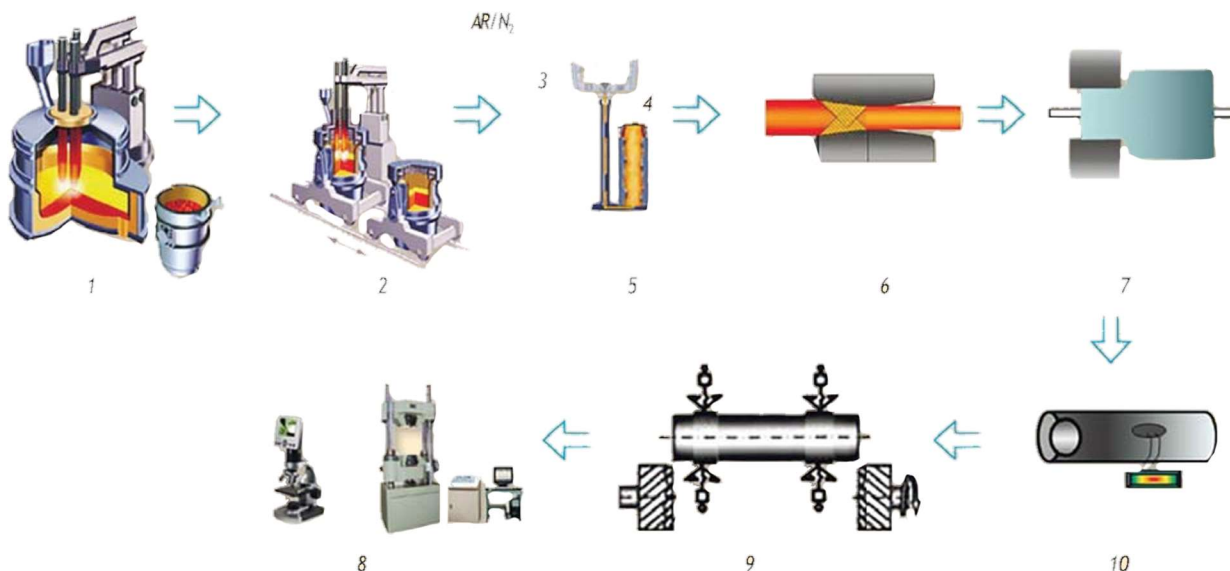


Рисунок 23 – Технологический процесс создания сплава немагнитной стали

В 2020–2021 гг. впервые было произведено более 50 т отечественной немагнитной стали RUMET960. Опытные партии прошли полный спектр заводских лабораторных испытаний в соответствии с методиками ASTM. Результаты испытаний представлены в таблице 3.

По результатам испытаний можно заключить, что опытные образцы RUMET960 превосходят отраслевые требования по пределу прочности, пределу текучести и работе удара.

Из опытных прутков RUMET960 изготовлено более 20 элементов деталей приборов КНБК: корпусные элементы, переводники, детали систем телеметрии и измерений.

В 2021 г. начались опытные испытания КНБК, имеющие в составе изделия из RUMET960. Испытания проводятся отечественными нефтесервисными предприятиями на нефтегазовых месторождениях в ХМАО и ЯНАО. Испытания проходят при бурении нефтяных и газовых скважин, при давлениях до 120 МПа, температурах до 150 °С в абразивных и коррозионных средах. Основными критериями испытаний являются:

- отсутствие эрозионного износа при скоростях потока в скважине до 17 м/с;
- отсутствие межкристаллической коррозии за 1500 ч наработки в скважине;
- устойчивость к износу от трения – уменьшение диаметра (овальность) 1 мм на 200 ч наработки в скважине;
- отсутствие усталостных дефектов (трещин), 1500 ч наработки в скважине.

Таблица 3 – Характеристики опытной партии проката немагнитной стали

Характеристика	Значения		Испытания	
	RUMET 960	Отраслевые технические требования группа № 2	Метод	Комментарий
Предел текучести, 0.2%	1093 МПа	≥ 965 МПа	ASTM A370 21 °С продольный образец	–
Предел прочности	1155 МПа	≥ 1034 МПа		
Растяжение	24%	$\geq 20\%$		
Работа удара	242 Дж	> 120 Дж	ASTM E23 21 °С продольный образец	Среднее значение
Твердость	310-340 НВ	300 – 400 НВ	ASTM E10	–
Коррозионная стойкость	Стойки к МКК	Стойкость к МКК	ASTM A262, Методика Е	Провоцирующий нагрев при 675 °С, выдержка 1 ч, охлаждение на воздухе
УЗК	100%	100%	ASTM A388	-
Относительная магнитная проницаемость	1,003	менее 1.010	ASTM A342/A342M-2014	На торцах 1,007
Градиент магнитного поля	Менее 0,05 мкТ	Менее 0,05 мкТ		–

Предварительные результаты свидетельствуют о том, что изделия из сплава RUMET960 удовлетворяют техническим требованиям в полной мере и могут с успехом использоваться в широкой номенклатуре оборудования КНБК и геофизической аппаратуре.

В третьем квартале 2022 г. осуществлен переход к серийному производству немагнитных сталей с целью полного замещения импортируемых аналогов к 2024 г (Приложение К).

Уровень локализации производства сплава немагнитной стали сейчас составляет 95% себестоимости. Ключевой момент для дальнейшего углубления локализации – легирующие добавки, прежде всего химически активированный марганец. В настоящее время основными поставщиками данного реагента являются предприятия КНР. Консолидированная потребность отечественной металлургии в марганце составляет более 100 т в год. Для достижения полной локализации производства немагнитной стали в России необходимы консолидация межотраслевого спроса в легирующих добавках, разработка технико-экономического обоснования проекта создания производства, оценка необходимости мер государственной поддержки.

В 2023 г. будет произведено до 500 т RUMET960 для потребностей нефтегазовой промышленности (30% отраслевого спроса), это позволит снизить себестоимость производимой

продукции, транзакционные и логистические издержки в результате перехода от зарубежных аналогов к качественному отечественному сплаву. Совокупный эффект для отечественных производителей оборудования КНБК и ГИС оценивается в 200 млн руб., а общий отраслевой эффект – около 1,5–1,7 млрд руб. Полный переход на отечественную немагнитную сталь обеспечит отраслевой эффект 7–8 млрд руб. в год.

Решение задач технологической независимости смежных отраслей, в том числе отечественной металлургии, является основополагающим для технологического суверенитета отраслей ТЭК, а это в свою очередь обеспечит выполнение поставленных целей по бурению сложных горизонтальных скважин до 8000 шт. в год к 2030 г., целевые в рамках экономики России показатели добычи нефти и газового конденсата до 555 млн т/год, добычи газа до 1000 млрд м³ в год.

3.7. Твердосплавные резцы для породоразрушающего инструмента

Для строительства нефтяных и газовых скважин применяется высокотехнологичный комплекс наземного и бурового (подземного) оборудования, программно-аппаратные комплексы, требуются высокотехнологичные инженерные компетенции. Одним из ключевых элементов компоновки низа буровой колонны (КНБК) является буровое долото – породоразрушающий инструмент, обеспечивающий разрушение горной породы и вынос бурового шлама на поверхность. В зависимости от этапа строительства скважины, геологических свойств породы применяются буровые долота различного размера, конфигурации и вооружения. Вооружением долот называются специализированные режущие элементы – резцы, устанавливаемые в корпус долота.

Существует ряд российских предприятий, обеспечивающих буровые компании отечественными долотами, проводящих ремонт и восстановление бывших в употреблении инструментов. Рынок долотного сервиса (включая производство новых долот) составляет около 50 млрд руб. в год, с учетом роста горизонтального бурения и интенсивного освоения ТРИЗ, ожидается рост рынка на 60–70% к 2030 г. (до 80 млрд руб.).

Однако следует отметить, что производство вооружения долот – долотных резцов, осуществляется в России частично. Так, в секторе премиальных поликристаллических алмазных (PDC) резцов, обладающих высокими механическими, прочностными и породоразрушающими свойствами, наблюдается полная зависимость от импорта (рисунок 24). Основными поставщиками данной продукции являются следующие компании: New Asia Super hard Material Composite CO, LTD (Китай), SF Diamond CO, LTD (Китай), Element Six Ltd (Ирландия), US Synthetic (США), Land Superabrasive LTD (США-Китай), Diamond Innovations (США) (около 70% рынка занято производителями из КНР). Ежегодно в Россию импортируется от 700 тыс. до

1 млн PDC резцов, емкость рынка составляет свыше 4 млрд руб. Учитывая рост рынка долотного сервиса, можно также ожидать роста рынка PDC резцов на 60–70% к 2030 г. (до 7 млрд руб. в год).



Рисунок 24 - Буровые долота, PDC резцы

Отсутствие производства резцов в России и полная зависимость от поставок из-за рубежа провоцируют реализацию рисков, связанных с непрерывностью ведения бизнеса как нефтесервисных (буровых) компаний, так и нефтегазодобывающих предприятий. Это связано с рисками роста стоимости резцов (валютные риски), отказом от поставок российским предприятиям из недружественных стран, ростом стоимости логистики, неустойчивым уровнем качества поставщиков из азиатско-тихоокеанского региона (КНР). PDC резцы используются для бурения нефтяных и газовых скважин в сложных геологических условиях, со сложным профилем (около 20% фонда новых скважин с учетом освоения ТРИЗ), соответственно, ущерб вызванный удорожанием стоимости долотного сервиса, сниженным качеством PDC резцов, увеличением сроков бурения скважин и недополученной в срок добычей нефти и газа можно оценить в более чем в 150 млрд руб. ежегодно.

К вопросу создания производства премиальных PDC резцов неоднократно подходили несколько нефтесервисных компаний в 2010–2020 гг. Определенный прогресс был достигнут в получении твердосплавных пластин методом спекания при температурах выше 1000 °С и давлении выше 5 ГПа, но целевые характеристики в части твердости и износостойкости изделий достигнуты не были. Это связано с необходимостью внедрения дополнительного технологического этапа при изготовлении пластин – химической обработки твердосплавных пластин методом выщелачивания при определенных условиях (рисунок 25).

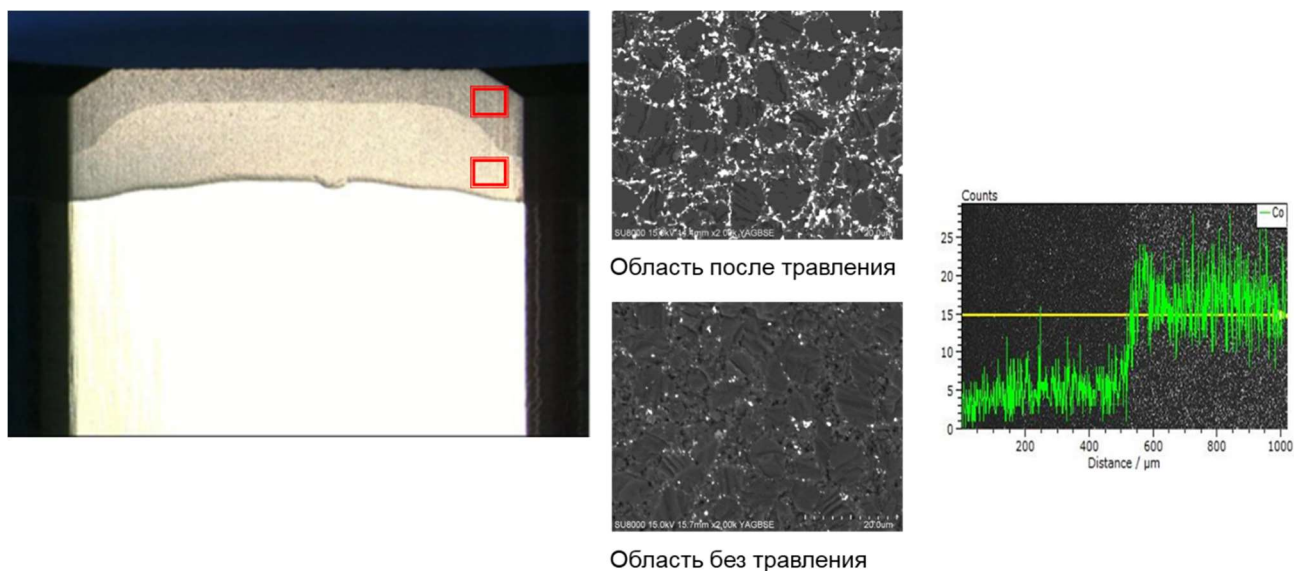


Рисунок 25 – Процесс улучшения термической стабильности режущей пластины путем выщелачивания. При выщелачивании удаляются вкрапления кобальта между синтезированными зернами алмаза

Технический задел в данном направлении в России отсутствовал, что требовало глубокой научно-исследовательской проработки вопроса (2 года, 500 млн руб.). Предложения о передаче технологии путем лицензионных соглашений носителями технологии из-за рубежа были отклонены.

Совместно с ведущими отечественными долотными компаниями нами были разработаны отраслевые технические требования. Основными характеристиками являются следующие:

- геометрические размеры $\varnothing 13,44 \times \delta 8$ мм;
- толщина алмазного слоя от 0,5 до 2,0 мм;
- износостойкость не более 0,25-0,32 мг/кг
- твердость алмазного слоя от 70 до 80 ГПа;
- прочность при сжатии от 1,2 до 1,35 ГПа;
- прочность при изгибе от 1,05 до 1,15 ГПа;
- трещиностойкость от 5,0 до 5,5 МПа·м^{1/2}.

В 2020–2021 гг. отработаны фундаментальные основы по химической обработке твердых сплавов, подтверждены режимы спекания смесей, требования к сырью. Разработан опытно-лабораторный технологический процесс, для производства опытных партий и подтверждения свойств продукции.

Технологический процесс производства твердосплавных породоразрушающих и режущих инструментов состоит из следующих основных этапов:

1. приготовление шихты режущего слоя;
2. сборка реакционной ячейки (рисунок 26);

3. спекание образца алмазно-твердосплавной пластины (АТП);
4. химическая обработка АТП;
5. механическая обработка (шлифование) торцевых и образующей поверхностей АТП;
6. контроль механических свойств;
7. упаковка.

Подтвержденный режим спекания АТП:

1. температура 1400–1600 °С – плавление эвтектики на основе кобальта;
2. давление 5–7 ГПа – область стабильности алмаза;
3. время выдержки более 5 мин – образование слоя поликристаллического алмаза.

В 2021 г. создан опытный участок для производства пилотных партий резцов, обеспечивающий полный спектр опытно-конструкторских работ для выхода на серийный продукт.

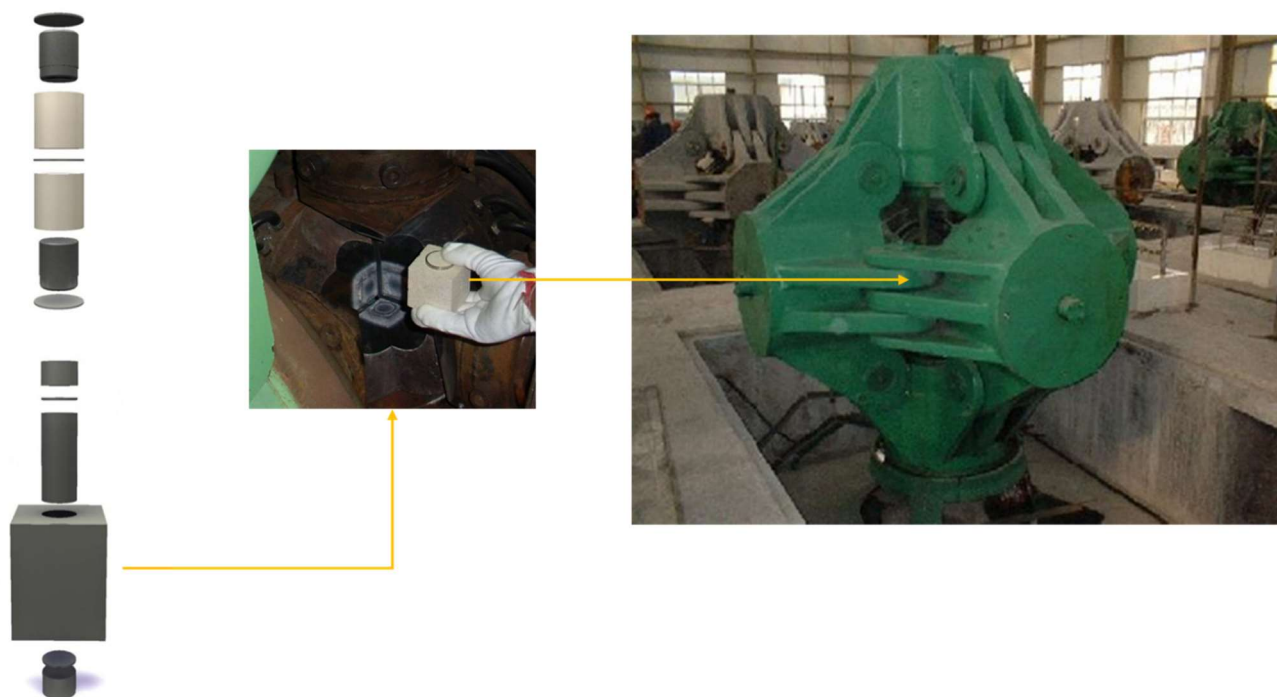


Рисунок 26 – Сборка реакционной ячейки, загрузка ячейки в пресс высокого давления и температуры

В результате опытно-конструкторских работ в 2022 г. были получены резцы PDC со следующими характеристиками:

- геометрические размеры $\varnothing 13,44 \times \delta 8$ мм и $\varnothing 15,88 \times \delta 8$ мм;
- толщина алмазного слоя 0,5–2,5 мм;
- износостойкость 0,30 мг/кг;
- твердость алмазного слоя 100 ГПа;

- прочность при сжатии 1,4 ГПа;
- прочность при изгибе 1,25–1,3 ГПа;
- трещиностойкость 6,0 МПа·м^{1/2};
- анализ себестоимости показал преимущество перед зарубежными аналогами на 25–30%.

Испытания проведены в соответствии с ведущими мировыми методиками ASTM и API.

В 2022 г. проводились полевые испытания образца долот с опытными PDC резцами на нефтяных месторождениях в ЯНАО. Опытный образец прошел испытания на двух скважинах без повреждений и потери резцов, продемонстрировал хорошую управляемость и конкурентную скорость проходки по сравнению со скоростью проходки долотами других производителей с зарубежными резцами. При подтверждении результатов на трех дополнительных скважинах продукция признается удовлетворительной для массового внедрения.

Разработан проект серийного производства PDC резцов с целью покрытия 75% рынка в срок до 2024 г. (рисунок 27). Ориентировочный объем инвестиций составит свыше 1,5 млрд руб. Реализация проекта производства отечественных PDC резцов позволит помимо решения задач технологического суверенитета отраслей ТЭК повысить эффективность отечественного долотного сервиса. При достижении целевых показателей по снижению себестоимости производства резцов на 25–30%, при доле рынка в 75% ожидаемый эффект для предприятий долотного сервиса составит свыше 500 млн руб. в год. Общий отраслевой эффект при полном переходе на отечественные PDC резцы премиального класса составит более 5 млрд руб. в год. При этом обеспечиваются бесперебойный процесс строительства новых горизонтальных скважин (ожидаемое количество 8000 скважин в год к 2030 г.), своевременное освоение ТРИЗ и, как следствие реализация планов добычи нефти и газа, являющиеся стратегическими целями для предприятий нефтегазовой отрасли, отраженными в Энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 года: добыча нефти и газового конденсата до 555 млн т в год, добыча газа до 1000 млрд м³ в год.

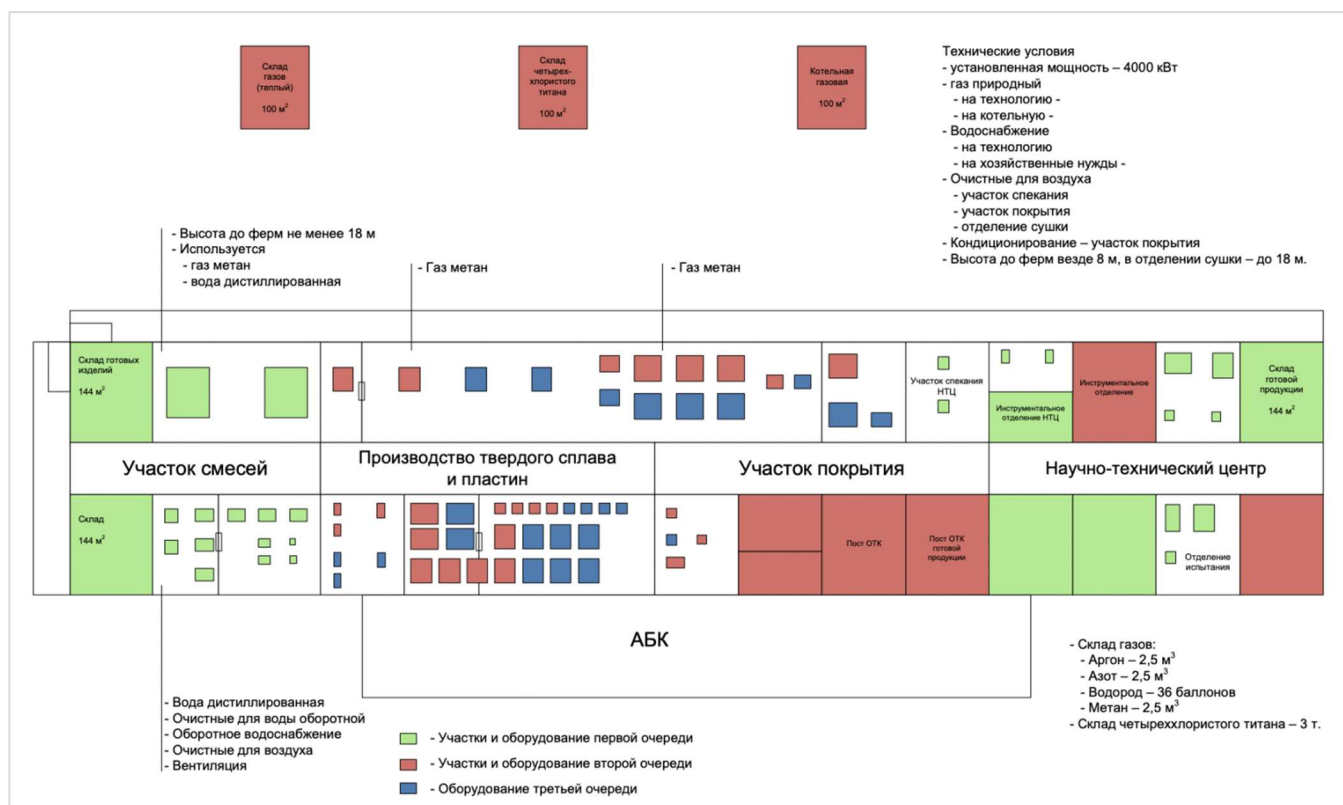


Рисунок 27 – Технологическая схема производства

3.8. Система накопления электрической энергии для бурения⁸⁰

СНЭЭ представляют собой важную составляющую энергетического перехода. По различным прогнозам, в течение следующих пяти лет рынок накопителей в мире достигнет от 50 до 100 ГВт, в денежном выражении более 80 млрд долл. США. Локомотивом развития СНЭЭ в последние годы является развитие нетрадиционных возобновляемых источников энергии. Предельная емкость российского рынка СНЭЭ составляет 10–15 ГВт на горизонте до 2030 г.

Основные требования, предъявляемые потребителями к промышленным СНЭЭ:

- большой ресурс циклирования;
- высокая энергоемкость и низкая себестоимость;
- большой ток разрядки и разрядки на основе суперконденсаторов и преобразовательной техники, трехуровневых инверторов;
- универсальность — возможность использования в ВИЭ, электротранспорте, в традиционных электрогенерирующих системах для снижения выбросов CO₂ и компенсации пиковых нагрузок.

⁸⁰ Chupin, E. [et al.] Energy storage systems for drilling rigs / E. Chupin, K. Frolov, M. Korzhavin O. Zhdanev. – DOI 10.1007/s13202-021-01248-5 – Text : electronic // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2022. – Т. 12. – №. 2. – Р. 341-350.

В России в энергообеспечении ТЭК имеются задачи, для которых системы накопления электрической энергии при достижении определенных ценовых параметров будут являться крайне эффективными решениями:

- Для повышения качества электроэнергии. Несмотря на ограниченное присутствие нетрадиционных ВИЭ, таких как солнечная и ветровая генерация на отечественном рынке энергетики, большинство потребителей испытывают те же проблемы с провалами напряжения, что и сети с большим объемом нетрадиционных ВИЭ, ввиду большой протяженности сетей и их износа. Применение СНЭЭ позволяет обеспечить надежность поставок электрической энергии и отсрочить инвестиции в модернизацию/новое сетевое строительство.
- Для применения СНЭЭ в качестве накопителей «за счетчиком» с целью оптимизации затрат на энергоснабжение. Существует целый ряд причин устанавливать накопитель на своей площадке, начиная от требований к бесперебойности и заканчивая возможностью снижать затраты путем снижения пиков потребления.

В нефтегазовой отрасли России одними из самых энергоемких технологических комплексов, применяемых при разработке месторождений нефти и газа, с установленной суммарной мощностью от 3 до 5 МВт, являются буровые установки, применяемые для строительства глубоких эксплуатационных и разведочных скважин. Данный сектор автономной энергетики наиболее подходит для разработки, проведения испытаний и дальнейшего тиражирования в других отраслях промышленности универсального СНЭЭ для ТЭК.

В 2020 г. нами создан пилотный проект системы накопления электрической энергии для сектора бурения в виде 20 т контейнера с системой управления на базе единственных отечественных трехуровневых инверторов «Моментум» (Приложение М). Основные элементы экспериментального образца СНЭЭ (рисунок 28):

- трехуровневый инвертор МТ2000 «МОМЕНТУМ»;
- аккумуляторная батарея NMC 133 кВт·ч;
- суперконденсаторная батарея 4 кВт;
- трансформатор 6/0,4 кВ 630 кВА.

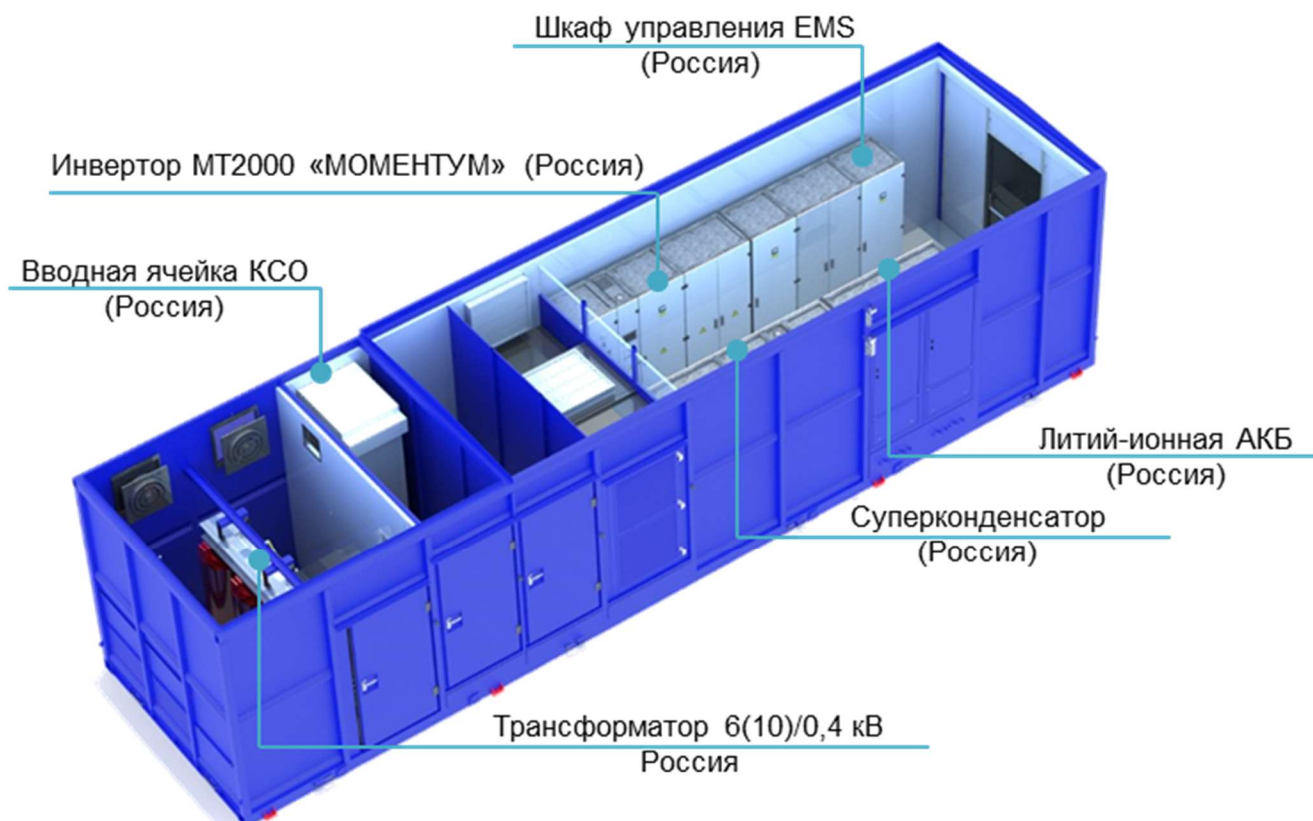


Рисунок 28 – Пилотный модуль системы накопления электрической энергии для бурения

Многолетний опыт проектирования и сервисного обслуживания систем управления буровыми установками и систем электроснабжения буровых установок показал, что график нагрузки характеризуется кратковременным потреблением большого количества энергии с большой скоростью нарастания мощности, что требует использования увеличенного количества одновременно работающих ДЭС либо газо-поршневых или газотурбинных установок. Применительно к буровым установкам этот режим потребления энергии наиболее характерен для СПО.

На основании статистики по среднесуточному графику потребления электроэнергии, а также данных графиков нагрузки в различных режимах работы буровой установки, проведенной более чем на 50 объектах с электроснабжением от ДЭС, была предложена идея повысить энергетическую эффективность отдельных буровых установок, питающихся от ДЭС, за счет внедрения систем накопления и хранения электроэнергии.

Изначально в 2017-2019 гг. нами были проведены исследования энергетических режимов работы буровых установок. Исследование заключалось в замере качества и количества потребленной электрической энергии на буровых установках при работе от дизель-генераторов, времени работы генераторов, расхода дизельного топлива на различных этапах строительства скважины. Результаты исследований были обобщены для большого количества буровых установок разных производителей и грузоподъемности.

По результатам исследования установлена возможность повышения энергетической эффективности бурения (снижения расходов на дизельное топливо и уменьшения моточасов работы генераторов) до 30% за счет выравнивания нагрузки на дизель-генераторах и введения оптимальный для них режим нагрузки, при котором достигаются наилучшие показатели потребления топлива. Выравнивание нагрузки осуществляется за счет применения современных накопителей энергии, которые накапливают ее в паузах между потреблением электроэнергии и выдают ее в пики потребления.

Эффект достигается за счет того, что дизельный двигатель имеет наилучшие показатели по расходу топлива при нагрузке свыше 50%. Однако резкопеременный характер нагрузки при работе буровой лебедки вынуждает использовать дополнительные дизель-генераторы для покрытия пиковых нагрузок, из-за чего обычно один или два генератора оказываются недогруженными значительное время. Типичная диаграмма потребления мощности во время работы лебедки приведена на рисунке 29.

Анализ аппроксимированной диаграммы нагрузок в режиме спускоподъемных операций показал, что наиболее эффективной в данных условиях, является гибридная схема накопителя электроэнергии, состоящая из литий-ионной батареи и батареи суперконденсаторов. Такая схема позволяет использовать преимущества обоих типов накопителей: суперконденсатор обеспечивает большую пиковую мощность разряда и высокий ресурс накопителя, литий-ионная аккумуляторная батарея обеспечивает длительную поддержку нагрузки за счет высокой энергоемкости.

При применении инверторов в сетевых накопителях электроэнергии немаловажным условием является удовлетворение качества электроэнергии, отдаваемой в сеть, в соответствии со стандартом EN 50160:2010 (NEQ), в котором достаточно жестко нормируется наличие гармонических составляющих в выходном напряжении, генерируемом инвертором. В этих условиях наиболее актуально применение инвертора, выполненного в соответствии с трехуровневой NPC (Neutral Point Clamped) топологией – трехуровневыми инверторами.

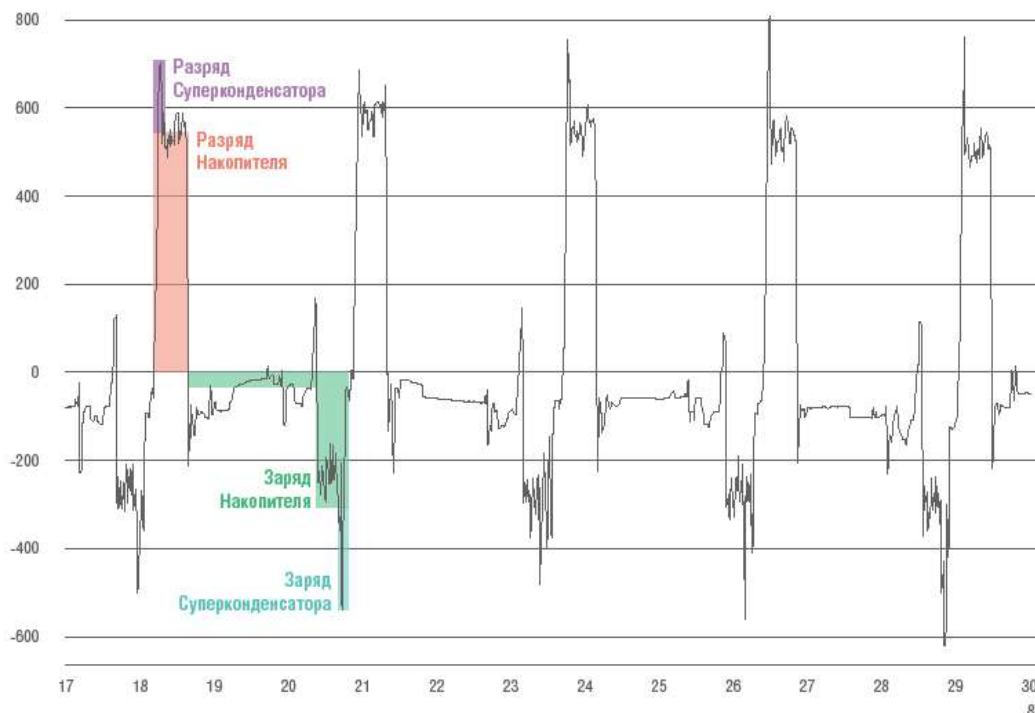


Рисунок 29 – Диаграмма нагрузок электропривода буровой лебедки в режиме спускоподъемных операций

В 2021 г. были проведены комплексные испытания СНЭЭ в нефтегазовой отрасли в секторе бурения. Полевые испытания системы подтвердили следующие целевые показатели проекта:

- уменьшение расхода дизельного топлива на снабжение буровых установок до 20–30% (зависит от мощности СНЭЭ) с достижением общего положительного экономического эффекта в сравнении со снабжением буровых установок исключительно от ДЭС;
- увеличение до 40% межремонтного срока эксплуатации ДЭС;
- исключение необходимости увеличения численности персонала на буровой площадке – обслуживает инженер-энергетик/электронщик буровой организации;
- высокая автономность работы – контроль параметров 1 раз в смену.

В результате испытаний было выявлено, что на буровых установках наиболее оптимально использование СНЭЭ средней емкости, так как при относительно небольших затратах возможно достичь минимального экономического эффекта, при этом наиболее эффективным решением является применение накопителя энергоемкостью 600 кВт·ч.

В итоге применение систем накопления электроэнергии при строительстве скважин позволит снизить расходы на энергообеспечение автономных объектов при следующих условиях:

- Капитальные затраты на электроснабжение БУ снижаются за счет отказа от эксплуатации 1–2 ДЭС мощностью 1 МВт, при среднем текущем количестве 3–5 ед. по 1 МВт при высокой автономности работы – контроль параметров один раз в смену. Соответственно, система накопления энергии не требует увеличения численности персонала на буровой площадке – обслуживает инженер-энергетик/электронщик.
- За счет выравнивания графика нагрузки СНЭЭ уменьшит расход дизельного топлива на электроснабжение буровых установок до 20–30% (зависит от мощности СНЭЭ) с достижением общего положительного экономического эффекта в сравнении со снабжением буровых установок исключительно от ДЭС.
- Увеличение до 40% межремонтного срока эксплуатации ДЭС за счет компенсации пиковых нагрузок и ограничения скорости нарастания нагрузки на дизель генераторах.
- Срок службы преобразователей частоты и инверторов «Моментум» не менее 10 лет; аккумуляторные батареи – не менее 10 лет; остальные элементы – не менее 25 лет.
- Увеличение энергетической эффективности бурения нефтяных и газовых скважин (снижение эксплуатационных расходов на дизельное топливо и электроэнергию). Окупаемость за счет экономии на дизельном топливе и обслуживании ДЭС от 2 до 5 лет, в зависимости от мощности СНЭЭ, инженерно-технологической карты на бурение и с учетом средних ежегодных затрат на техническое обслуживание.

Помимо этого, из-за возможности включения СНЭЭ во все используемые системы электроснабжения буровых установок, работающих от высоковольтной сети в 6–10 кВ, появляется возможность компенсации реактивной мощности, активной поддержки сети при отклонении величины и частоты сетевого напряжения за счет накопления и последующей выдачи в сеть электрической энергии.

СНЭЭ позволят нефтегазодобывающим компаниям использовать современные энергонасыщенные буровые установки (от 3 до 5 МВт) на слабых высоковольтных сетях и в отдалении от электроподстанций в случае отсутствия снабжения от ДЭС. Покрытие пиковых нагрузок БУ за счет СНЭЭ позволит ликвидировать просадки напряжения в слабых сетях, что положительно отразится на соседних потребителях сети на месторождении, к примеру погружных насосах. В экологическом плане СНЭЭ значительно снизят нагрузки на окружающую среду за счет уменьшения вредных выбросов CO_2 от ДЭС в 3–5 МВт до 25% ежегодно.

Наличие источника энергии, включенного по постоянной схеме на буровой установке, позволит сервисным буровым подрядчикам компенсировать провалы и выплески напряжения, что уменьшит количество аварийных отключений и простоев бурового оборудования, позволит свести к минимуму аварии при бурении скважин, а также повысит стабильность работы ДЭС.

В мире работы по созданию систем накопления электрической энергии для бурения нефтяных и газовых скважин ведутся последние шесть лет, но в основном с расчетом для применения на шельфовых изолированных объектах. Для континентального бурения разработанная система накопления электрической энергии является одной из первых в мире. В качестве зарубежного аналога возможно выделить лишь один проект немецкого производителя в Омане. В 2017 г. СНЭЭ контейнерного типа, мощностью 0,9 МВт и энергоемкостью 0,3 МВт была введена в опытную эксплуатацию на буровой установке КСА Deuteg T-94. Лучшие эксплуатационные показатели СНЭЭ за четыре года: экономия 160 т дизельного топлива в год и уменьшение выбросов CO₂ на 420 т.

Российский проект СНЭЭ для бурения по ряду эксплуатационных характеристик – использованию трехуровневых инверторов, надежности, внедрению гибридной схемы работы (литий-ионные аккумуляторы работают совместно с суперконденсаторами), превосходит существующие немецкие образцы.

В России порядка 700 буровых установок, работающих от автономных дизельных электростанций. При внедрении в эксплуатацию СНЭЭ мощностью 1,2 МВт и энергоемкостью 600 кВт·ч на одной стандартной буровой установке возможно уменьшить расход дизельного топлива минимум на 157 000 л, что соответствует 417 т CO₂. При работе СНЭЭ на всех 700 буровых установках в течение 10 лет может быть достигнута суммарная экономия дизельного топлива 1,1 млн т.

СНЭЭ должно стать обязательным компонентом буровых установок 2.0 – новой архитектуры технологического комплекса для строительства скважин, который определит сферы бурения скважин в условиях развития энергоперехода далеко не только нефтяных и газовых, но и геотермальных, петротермальных, для утилизации парниковых газов и т.д. на десятилетия вперед.

При этом СНЭЭ легко масштабируется по мощности, энергоемкости и напряжению, построена на базе однотипных элементов. В итоге все эти перечисленные возможности весьма актуальны как для континентального бурения, в том числе и для жестких климатических условий Русского Севера, так и для морских буровых платформ, а также для большого ряда автономных систем генерации для эксплуатации месторождений, транспорта нефти и газа, нефтегазоперерабатывающих предприятий и т.д.

3.9. Флот гидравлического разрыва пласта⁸¹

В условиях усложняющихся характеристик минерально-сырьевой базы нефтегазовой отрасли Российской Федерации одним из основных методов повышения продуктивности пластов стал метод гидравлического разрыва пласта. Данный метод основан на закачке специализированных жидкостей в нефте- и газоносные пласты под давлением, превышающим давление разрыва породы, создании и закреплении трещин внутри породы для повышения ее проводимости. Для проведения данного цикла операций применяется комплекс высокотехнологичного наземного оборудования – флот ГРП.

Ежегодно в Российской Федерации бурится свыше 8000 скважин, более 75% из них обрабатываются методом ГРП, а в горизонтальных скважинах (около 60% вводимого фонда) проводятся многостадийные операции ГРП, включающие последовательные закачки и закрепление трещин в несколько интервалов скважины (от 2 до 20). Всего в России ежегодно проводится свыше 22 000 операций (стадий) ГРП (общий рынок 150 млрд руб. в год), а с учетом ожидаемого роста бурения скважин в связи с масштабным освоением ТРИЗ к 2030 г. планируется удвоение объемов операций ГРП.

На данный момент в нефтесервисных предприятиях России, оказывающих услуги ГРП, работают 130 флотов ГРП. Средняя загруженность флотов с учетом требований обслуживания составляет 75-80%. Средний возраст оборудования свыше 10 лет. С учетом выбытия устаревших комплексов и роста потребности в операциях ГРП ожидаемая потребность в новых комплексах составляет 3-5 флотов в год (4-7 млрд руб.), в зависимости от темпов освоения месторождений ТРИЗ. Общее расчетное количество флотов ГРП к 2030 г. составит 170.

Флот ГРП представляет собой комплекс, состоящий из нескольких единиц самоходной или расположенной на автомобильных тралах (в ряде случаев в контейнерном исполнении) специализированной техники, объединенных единой системой сбора данных и управления. В зависимости от проекта работы ГРП, объема закачки жидкости и закрепляющего материала (проппанта) в комплекс входят следующие единицы техники:

- насосная установка от 4 до 8 шт.;
- смесительная установка 1 шт.;
- гидратационная установка 1 шт.;
- установка химических добавок 1 шт.;

⁸¹ Заявка на патент РФ №2021124315 от 17.08.2021 Способ нагнетания смеси в нефтегазовую скважину и комплекс оборудования (флот ГРП) по этому способу.

- станция контроля и управления 1 шт.;
- проппантовоз 1–2 шт.;
- жидкостные емкости и машины для их транспортировки 4–10 шт.

Исторически рынок ГРП в России вошел в фазу активного развития в начале 90-х годов прошлого столетия, с приходом международных нефтесервисных компаний FracMaster, Halliburton, Schlumberger и др. В период до 2005 г. этими компаниями был сформирован основной комплекс оборудования и подходы («школа») ГРП. В условиях жесткой конкурентной борьбы на рынке услуг ГРП требования значительных вложений в научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, в отсутствие полной компонентной базы отечественные нефтесервисные компании отдавали предпочтение зарубежным производителям техники ГРП: Стюарт Стивенсон, Нэшенл Ойлвелл Варко (США), КАТ (Германия), Джерех (КНР). Сформировалась полная зависимость отечественных нефтегазовых и нефтесервисных компаний от импорта техники ГРП. В 2014 г. странами ЕС и США был наложен запрет на использование техники ГРП, производимой в этих странах на месторождениях ТРИЗ (Баженовской и Доманиковой свит), являющихся перспективными запасами углеводородов. Отсутствие отечественного производства флотов ГРП несет долгосрочные существенные риски в достижении целей по добыче нефти и газа в перспективе 3–7 лет. С учетом перехода на разработку месторождений ТРИЗ к 2035 г. до 75% добычи нефти и газа дефицит флотов ГРП может составить до 15–20% с учетом поставок из дружественных стран, а это может повлечь снижение добычи нефти и газа до 5–7% в год, что соответствует недополученной выручке нефтегазовых компаний до 0,5 трлн руб. в год.

Решение задачи создания отечественного флота ГРП было начато в 2018 г. формированием и утверждением отраслевого технического задания с учетом изменений свойств минерально-сырьевой базы и перспективных потребностей нефтяных и нефтесервисных компаний. Основные технические характеристики перспективного комплекса⁸²:

- максимальное рабочее давление закачки жидкости 105 МПа (опция – не менее 125 МПа);
- расход смеси на выходе блендера не менее 18 м³/мин;
- концентрация проппанта при указанных выше расходах и погрешности замера $\pm 5\%$ от 50 до 1500 кг/м³;

⁸² Байдюков, К. Н. [и др.] О приоритетных направлениях развития технологий ГРП в России / К.О. Байдюков, П.В. Бравков, О.В. Жданев // Разведка и охрана недр. – 2020. – №. 11. – С. 49-57.

- климатическое исполнение с возможностью проведения закачки при температуре окружающей среды от +40 до –40 °С;
- возможность передачи данных по каналу спутниковой связи для единой автоматической системы контроля и управления.

В 2019 г. при поддержке Правительства России был запущен проект создания отечественного флота ГРП (Приложение Н). С учетом отраслевого технического задания разработана архитектура флота ГРП, учитывающая климатические и географические особенности эксплуатации. Разрабатываемый флот ГРП предназначен для проведения работ на континентальных месторождениях нефти и газа, в том числе в арктических условиях. Уникальными являются спроектированные на специальном шасси насосные установки флота в самоходном исполнении. Традиционным является размещение насосных установок мощностью 2000 кВт на автомобильном трале, что значительно снижает проходимость флота, особенно в условиях весенне-осенней распутицы. В свою очередь, исполнение всех единиц техники флота ГРП в самоходном варианте повысит эффективность использования флота за счет снижения времени на мобилизацию оборудования на скважины, оперативности передвижения по промысловым дорогам. Ожидаемый рост выработки на флот составляет до 30% (в среднем с 10 до 13-15 работ в месяц). Для защиты прав на технологию производства отечественного флота ГРП зарегистрирован патент № RU 2 775 839 С1 от 11.07.2022.

В 2020–2021 гг. был произведен опытный образец флота ГРП, в кооперацию создания флота вошло более 1000 отечественных предприятий, в том числе предприятия оборонно-промышленного комплекса (рисунок 30). Создан специализированный программно-аппаратный комплекс для управления флотом из единого командного центра. Уровень локализации флота превышает 80%. ⁸³Тем не менее для ряда использованных узлов и комплектующих (элементы гидравлических систем, автоматические коробки передач мощностью 2500 л.с.) необходимо продолжать работу по локализации производства в России.

⁸³ Жданев, О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации. – DOI.org/10.31897/PMI.2022.107. – Текст : электронный // Записки Горного института, 2022, № 258. С. 1061-1070.



Рисунок 30 – Агрегаты опытного образца флота ГРП

Для комплексного испытания опытного образца флота ГРП в 2021 г. была разработана и утверждена нефтесервисными компаниями отраслевая методика испытаний, направленная на проверку всех функций и режимов работ комплекса. Методика составлена в соответствии со следующими нормативными актами:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 г. № 101 (с изменениями на 12.01.2015 г.) (редакция, действующая с 01.01.2017 г.);
- Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Руководящий документ «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности» ППБО-85, утвержденный Министерством нефтяной промышленности СССР 25.11.1985 г.;
- ГОСТ 15.309-98 Система разработки и постановки продукции на производство. Испытания и приемка выпускаемой продукции.

В 2022 г. спроектирован и произведен стенд комплексных испытаний техники ГРП в Волгоградской области (рисунок 31). Стенд позволит симулировать процесс гидроразрыва при работе флота в комплексе и работу каждой отдельной единицы техники. Комплексный испытательный стенд обеспечит:

- питание рабочей жидкостью испытываемых агрегатов комплекса (флота) ГРП;
- имитацию реальных условий эксплуатации на месторождении;
- возможность различных вариантов подключения агрегатов комплекса (флота) ГРП к емкости 50 м³ и насосной системе;

- возможность испытаний элементов низкого и высокого давления гидравлической обвязки комплекса (флота) ГРП;
- калибровку КИП из состава агрегатов комплекса (флота) ГРП;
- фиксацию параметров процессов при проведении испытаний;
- электропитание и связь агрегатов комплекса (флота) ГРП;
- имитацию работы системы управления комплекса (флота) ГРП и возможность испытаний отдельных агрегатов комплекса (флота) ГРП;
- безопасность проведения работ.

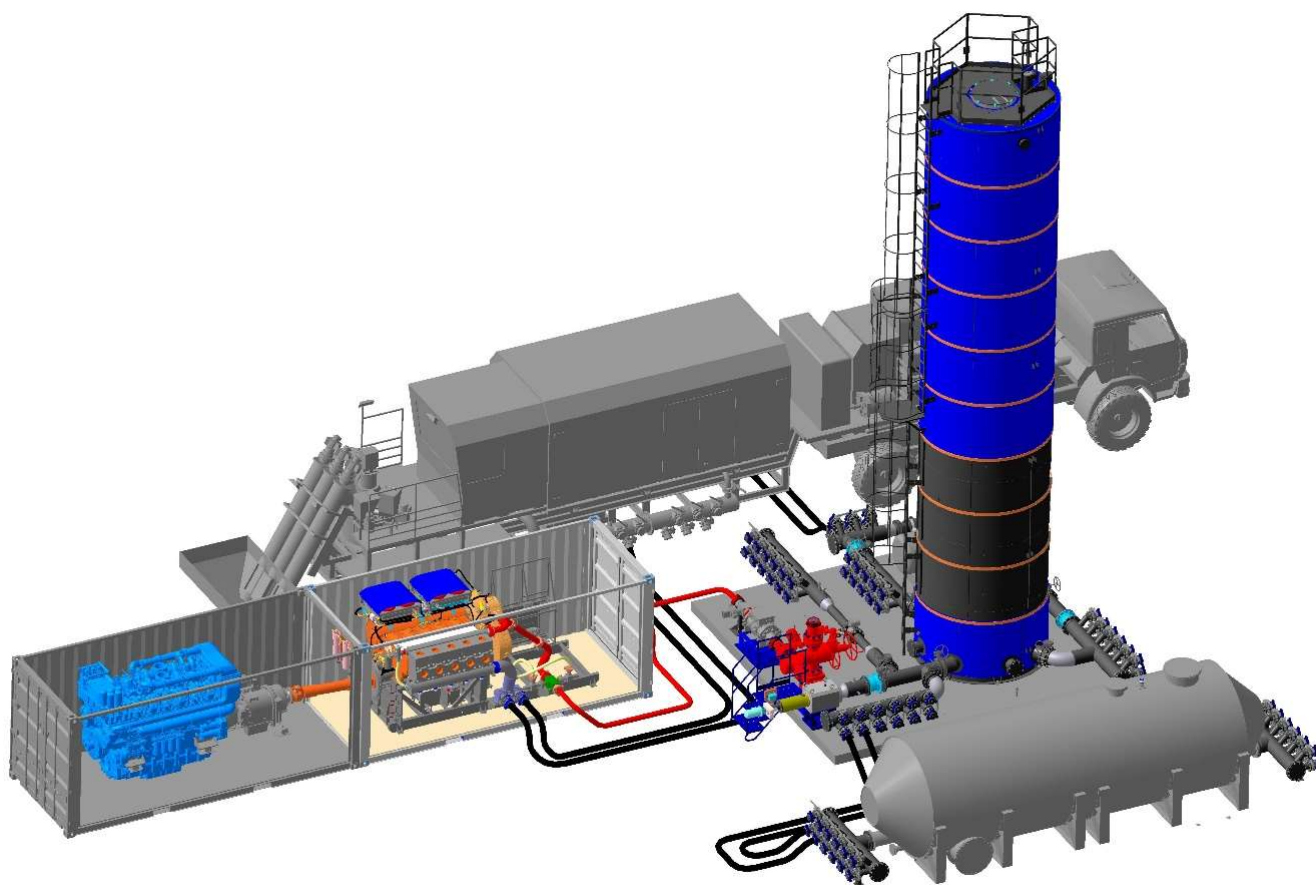


Рисунок 31 – Общая схема комплексного испытательного стенда

Комплексный испытательный стенд позволяет выполнять работы на следующих режимах:

- минимальный расход жидкости не менее $1,5 \text{ м}^3/\text{мин}$;
- максимальный расход смеси на выходе блендера не более $15 \text{ м}^3/\text{мин}$;
- максимальная достигнутая концентрация проппанта при указанных выше расходах и погрешности замера $5\% 1200 \text{ кг}/\text{м}^3$;
- расходы подачи жидких химических добавок от 15 до 100% максимальной производительности насосов;

- расходы подачи сухих химических добавок от 5 до 100% максимальной производительности;
- насосы высокого давления должны обеспечивать стабильную работоспособность в диапазоне расходов от 1 до 5,5 м³/мин, при плотности смеси на выходе установки не менее 1500 кг/м³;
- скорость замеса линейного геля должна соответствовать скорости закачки (ГРП).

Впервые в России реализован уникальный испытательный стенд для проведения полномасштабных испытаний текущих и перспективных образцов оборудования ГРП. До конца 2022 г. планируется завершить стендовые испытания флота ГРП.

В 2023 г. планируется проведение полевых испытаний опытного флота ГРП на нефтегазовых месторождениях в ХМАО на Южно-Приобском месторождении. Для этого сформирована кооперация нефтесервисная компания – ВИНК. В данный момент определяются скважины-кандидаты, ведется проектная работа с целью подготовки программ закачки ГРП.

Флот ГРП считается прошедшим испытание, если:

1. В процессе проведения операции ГРП не произошло поломок и отказов оборудования, приведших к нарушению технического процесса ГРП, при которых операция по ГРП считается невыполненной.
2. Количество выполненных операций по ГРП должно составлять не менее 25.
3. Значения «погрешность замера расходомера» не превышают 5% по каждому использованному в процессе ГРП материалу.
4. Объем закачанной жидкости за 25 операций по ГРП должен составить не менее 12 500 м³.
5. Объем закачанного проппанта за 25 операций по ГРП должен составить не менее 3750 т (не менее 5 операций с объемом закачки до 50 т проппанта, не менее 5 операций с объемом закачки до 250 т проппанта).

Запуск серийного отечественного производства флотов ГРП планируется в четвертом квартале 2023 г.

Своевременный запуск производства отечественных флотов ГРП позволит полностью покрыть потребность в новых комплексах для отечественного нефтесервиса на континентальных месторождениях нефти и газа. Общий объем рынка новых флотов ГРП до 2030 г. составит 40 флотов (50 млрд руб.). Ввод в эксплуатацию высококомобильных комплексов ГРП даст возможность ускорить введение новых скважин в эксплуатацию с планируемыми дебитами, провести своевременное освоение месторождений ТРИЗ и выполнить закрепленные в Энергетической стратегии Российской Федерации цели по добыче нефти и газа.

Следует отметить, что устойчивое, серийное производство флотов ГРП даст определенный заказ высокотехнологичной продукции для смежных отраслей ТЭК: металлургической, обрабатывающей, химической и радиоэлектронной. Это, в свою очередь, обеспечит работой более 1000 предприятий промышленности России с совокупным межотраслевым эффектом 150 млрд руб.

3.10. Аппаратный комплекс для мониторинга уровня хлорорганических соединений⁸⁴

Для переработки углеводородного сырья с различным содержанием гетероатомных соединений важное значение имеет внедрение гидрогенизационных процессов при совершенствовании и оптимизации действующих и вновь проектируемых установок переработки нефти, тем не менее сдерживающим фактором более широкого внедрения гидрогенизационных процессов является образование специфических неорганических соединений, вызывающих интенсивную коррозию технологического оборудования. Коррозия только на установках первичной переработки нефти (ЭЛОУ-АВТ (АТ)) и установках гидроочистки приводит к ежегодным потерям металла в ТЭК до 30%, в нефтехимии до 20%. До 70% всех инцидентов и отказов оборудования происходят по причине коррозионных повреждений и отказов оборудования в результате отложения солей и/или продуктов коррозии, коксообразования и полимеризации.

Наличие в нефтяном сырье углеводородных гетероатомных соединений, содержащих атомы серы, азота, хлора и кислорода, может быть одной из причин возникновения коррозионных процессов. В последнее время участились случаи попадания легких ХОС в систему магистральных нефтепроводов, данные ХОС представляют наибольшую опасность при переработке бензиновых фракций. И если проблемы коррозии и химико-технологической защиты установок первичной переработки нефти известны и изучены хорошо и достаточно давно, то решение вопросов коррозионного разрушения оборудования на установках гидроочистки бензиновых фракций является актуальным.

В качестве основного параметра, наносящего наибольший ущерб установке предгидроочистки бензиновых фракций, были определены хлорорганические соединения, которые, гидролизуясь на катализаторе, наносят значительный ущерб конденсационно-холодильному оборудованию.

⁸⁴ Патент РФ №RU27457552 по заявке от 30.04.2020 года № 2020115268. Пробоотборные устройства непрерывного и циклического типа и способ обнаружения компонентов смеси с использованием пробоотборных устройств.

Нами проведена разработка поточного метода определения ХОС.⁸⁵ Для решения данных задач был разработан метод хроматографического определения ХОС с использованием парофазного пробоотборного устройства (рисунок 32, 33). Создан аппаратный комплекс для мониторинга уровня ХОС в трубопроводной системе России (рисунок 34). Изучены возможности переработки бензиновых фракций с повышенным содержанием ХОС, для чего были изучены процессы сублимации хлорида аммония в условиях гидроочистки нефтяных фракций. В процессах гидроочистки нефтяных фракций происходит гидрогенолиз гетероорганических соединений, в результате чего они гидрируются в сероводород, хлороводород, аммиак, воду и металлы. Образование хлористого водорода и аммиака ведет к образованию отложений хлористого аммония в теплообменниках, холодильниках, компрессорах. Это приводит к ухудшению технологических параметров работы оборудования.

Научная новизна:

- Разработан поточный метод определения легких ХОС (НК<204 оС) методом газовой хроматографии с использованием парофазного пробоотборника.
- Определено, что сверхстехиометрическое содержание хлороводорода сдвигает равновесие сублимации/десублимации хлористого аммония влево, стабилизируя твердую фазу, что приводит к усилению коррозии и осложняет борьбу с ней.
- Определено, что наибольшим диспергирующим эффектом для хлористого аммония обладают высшие спирты.
- Установлено, что высшие спирты способны изменять адгезию кристаллов хлорида аммония между собой и к поверхности металла, т.е. обладают диспергирующим действием.
- Результаты, полученные в данной работе, могут быть использованы в системе магистральных трубопроводов и на НПЗ для оперативного обнаружения ХОС и переработки нефти с высоким содержанием ХОС на НПЗ без существенной модернизации технологической схемы установок гидроочистки бензиновых фракций.

⁸⁵ Корнеев, В. В. [и др.] Определение хлорорганических соединений в нефтях различного состава хроматографическим методом с использованием парофазного пробоотборного устройства. / В.В. Корнеев, О.В. Жданев, В.Л. Томин, П.С. Решетов. – DOI 10.32935/1815-2600-2021-136-5-53-58 – Текст : электронный // Технологии нефти и газа. 2021. № 5. С. 53-58.

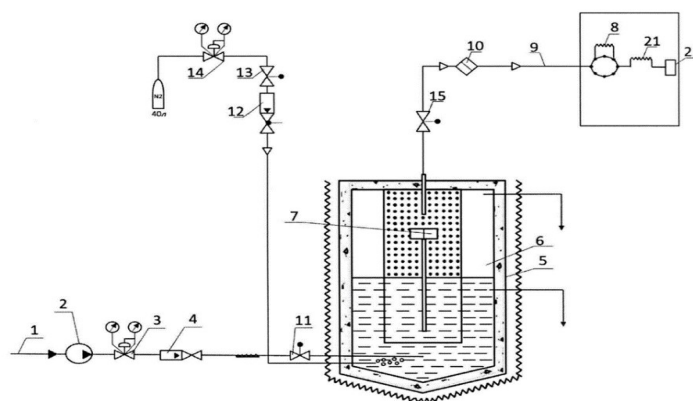


Рисунок 32 – Пробоотборное устройство извлечения равновесного пара циклического типа (1 – трубопровод; 2 – пробоотборный компрессор; 3 – регулятор давления в сульфинертном исполнении; 4 – ротаметр; 5 – обогреваемое пробоотборное устройство; 6 – сульфинертная пробоотборная камера; 7 – распылитель; 8 – дозирующая петля крана-дозатора; 9 – обогреваемая линия подачи; 10 – коалесцентный фильтр; 11 – отсечной клапан; 12 – ротаметр; 13 – отсечной клапан; 14 – регулятор давления; 15 – отсечной клапан; 16 – сток; 17 – уровнемер; 18 – предохранительный клапан; 19 – датчик давления; 20 – датчик температуры; 21 – аналитическая колонка; 22 – детектор)

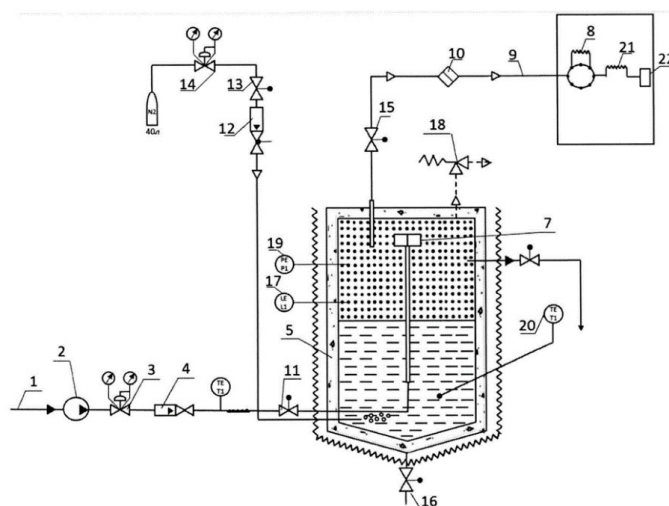


Рисунок 33 – Пробоотборное устройство извлечения равновесного пара непрерывного типа (1 – трубопровод; 2 – пробоотборный компрессор; 3 – регулятор давления в сульфинертном исполнении; 4 – ротаметр; 5 – обогреваемое пробоотборное устройство; 6 – сульфинертная пробоотборная камера; 7 – распылитель; 8 – дозирующая петля крана-дозатора; 9 – обогреваемая линия подачи; 10 – коалесцентный фильтр; 11 – отсечной клапан; 12 – ротаметр; 13 – отсечной клапан; 14 – регулятор давления; 15 – отсечной клапан; 16 – сток; 17 – уровнемер; 18 – предохранительный клапан; 19 – датчик давления; 20 – датчик температуры; 21 – аналитическая колонка; 22 – детектор)



Рисунок 34 – Аппаратурный комплекс для мониторинга уровня ХОС

Разработанный метод позволяет получить эффективный инструмент контроля ХОС практически в режиме реального времени (время выполнения компонентного анализа потоковых сред), автоматизировать процесс мониторинга продукции по контрольным точкам и превентивного анализа процесса производства и тем самым обеспечить основы цифровой трансформации существующих производств без существенных финансовых затрат на основе интеграции технологий потокового контроля качества и имеющихся интеллектуальных систем управления добычей и переработкой.⁸⁶ Метод позволяет избежать потерь большого масштаба. Например, в 2019 г. прямые и косвенные потери от попадания хлорорганических соединений в магистральный трубопровод «Дружба» по разным оценкам достигали от 0,3 до 1 млрд долл. На нефтеперерабатывающих предприятиях разработанный метод позволяет минимизировать риски повышенной коррозии оборудования, что, в свою очередь, поможет избежать техногенных аварий. Ущерб в случае аварии, вызванной коррозией, для одного НПЗ может достигать 50 млрд руб. и приводить к человеческим жертвам. Разработанная система защиты оборудования поможет предотвратить данные потери.

⁸⁶ Корнев, В. В. Химико-технологическая защита, фазовые равновесия и перенос продуктов гидрогенолиза хлорорганических соединений на установках предгидроочистки бензиновых фракций / В.В. Корнев, В.П. Томин, О.В. Жданев, В.М. Капустин. – DOI 10.31857/S0028242122020034 – Текст : электронный // Нефтехимия. – 2022. – № 2. – С. 209-215.

3.11. Интеллектуальные системы учета⁸⁷

По состоянию на 2020 г. индекс средней продолжительности отключений по системе (SAIDI) составлял 6,44 ч, индекс средней частоты отключений по системе (SAIFI) на уровне 1,83 единицы, уровень потерь электрической энергии в электрических сетях более 11%. Для улучшения качества поставляемой электроэнергии необходимо уменьшать данные показатели к 2024 г. до значений SAIDI 3,53 ч, SAIFI 1,17 единиц, потери не более 9,3%, а к 2035 г. до SAIDI 2,23 ч, SAIFI 0,85 единиц, потери не более 7,3%.

Для этого требуется внедрение ИСУ, однако:

1. Отечественных приборов с функциями передачи информации о потребленной мощности и удаленного ограничения потребляемой мощности для построения ИСУ на отечественной ЭКБ на 2020 г. не существовало. Доля импортных электронных компонентов в изделии составляла более 95%, многие производители осуществляли в РФ только «отверточную» сборку из произведенных в странах Юго-Восточной Азии узлов и деталей. Вместе с тем вся линейка отечественных приборов учета, выпускаемых предприятиями РФ в 2020 г., насчитывала более 1 тыс. моделей с различными техническими характеристиками. Несмотря на такую широкую номенклатуру, электросетевые компании не могли производить замену на аналоги других производителей, так как аналоги не являлись полными (например, несоответствие габаритов, посадочных мест, типов контактных групп и т.д.).

2. В электроэнергетической отрасли также возникла потребность в обеспечении информационной безопасности ИСУ, уменьшении уязвимости от внешних атак, т.е. производителям необходимо было разработать прибор учета с дополнительным функционалом – прибор должен содержать не только средство измерения, но и защищенный канал связи.

По первому вызову были разработаны ОТТ, в которых унифицировали архитектуру конечных изделий, функционал, аппаратные и программные интерфейсы передачи данных в зависимости от используемой при разработке ИСУ архитектуры.

По второму вызову в ОТТ были добавлены требования по аппаратной части средства криптографической защиты информации.

В целях постоянного повышения уровня локализации производства ИСУ для внесения изменений в ПП РФ № 719 нами была предложена прогрессирующая по годам система балльных критериев, которая помимо обязательных требований по проведению всех

⁸⁷ Жданев, О. В. [и др.] К вопросу создания средств интеллектуального учёта на основе отечественной электронной компонентной базы / О.В. Жданев, С.С. Зуев, И.С. Костромин, Р.З. Хафизов // Энергетик. – 2020. – №. 11. – С. 9-19.

технологических операций на территории РФ включает использование отечественных микроконтроллеров, микросхем памяти, интерфейсных микросхем и модулей. Плановая доля локализации на 2022 г. составляет 30%, на 2024 – 50%, на 2030 – 100%.

Применение унифицированной архитектуры, функционала и ЭКБ, описанных в ОТТ, позволяет проектировать ИСУ, используя интеллектуальные приборы учета и устройства сбора и передачи данных различных производителей (взаимозаменяемость), гарантируя ее работоспособность и информационную защищенность. Ранее эта работа от лица профильных федеральных органов исполнительной власти, ассоциаций и консорциумов не проводилась.

Кроме того, утвержденный в декабре 2021 г. проект изменений в ПП РФ № 719 по ОКПД2 26.51.63.130 «Счетчики производства или потребления электроэнергии» с системой балльных критериев позволяет отечественным производителям микроконтроллеров, микросхем памяти и интерфейсных микросхем получить гарантированный консолидированный заказ.

Внедрение приборов учета, созданных в соответствии с ОТТ, позволяет достигнуть следующих отраслевых эффектов:

- на 70-80 млрд руб. в год снизятся коммерческие потери электрической энергии гарантирующих поставщиков;
- на 10% снизятся операционные затраты гарантирующих поставщиков, в том числе расходы на биллинг, на отключение неплательщиков, на поиск и устранение причин технологических нарушений;
- обеспечивается адресное воздействие на должников, недобросовестные потребители не смогут осуществлять хищение электроэнергии за счет оперативности сбора;
- оптимизируются затраты на построение ИСУ, ее техническое обслуживание и аварийно-восстановительные ремонты, с применением более дешевых, но надежных аналогов.

Утверждение предложенных изменений в ПП РФ № 719 позволяет:

- усилить технологический суверенитет;
- решить вопросы гарантийного и постгарантийного ремонта интеллектуальных приборов учета, тарирования и калибровки;
- создать предпосылки для технологического экспорта (прежде всего в страны БРИКС).

Косвенным влиянием данной работы на смежную отрасль – микроэлектронику являются инициативная разработка и серийное производство компаниями АО ПКК «Миландр» и ГК «GS Nanotech» отечественных микроконтроллеров (K1986BK025 и GSN1509X), микросхем памяти (K1636PP6FI и GSN2516Y) и интерфейсных микросхем (K5559ИН86SI и GSN0726Z), которые могут быть использованы для производства ИПУ и УСПД.

3.12. Компоненты силовой электроники – IGBT модуль^{88, 89}

Доля ВИЭ в структуре генерации РФ на 2021 г. составляла 0,5%, в том числе ветрогенерация – 0,3%, солнечная генерация – 0,2% и в ближайшие годы будет только расти. Для включения подобных источников в централизованные, децентрализованные или автономные локальные системы требуется качественное преобразование электрической энергии, нужны малый КНИ и надежная синхронизация. Перед распределительными сетями стоит задача повышения качества поставляемой электроэнергии путем уменьшения показателей SAIDI до 2,23 ч, SAIFI до 0,85 единиц и потерь не более 7,3% к 2035 г.

Также важными для электроэнергетики являются задачи развития отечественного электротранспорта и зарядной инфраструктуры для него, причем эти задачи должны быть максимально синхронизированы, поэтому в соответствии с распоряжением Правительства № 2290-р от 23 августа 2021 г. в России к 2024 г. в РФ планируется выпустить не менее 25 тыс. электромобилей и открыть более 9 тыс. ЭЗС для них, в том числе более 2,9 тыс. «быстрых».

Для решения перечисленных задач необходимо развивать производство как силовых инверторов и СНЭ (системы накопления энергии) для ВИЭ, так и силовых инверторов для электромобилей и электрозарядных станций. Кроме того, необходима скорейшая модернизация оборудования с худшими по сравнению с современными решениями значениями КПД, КНИ, ЭМС (электромагнитная совместимость).

В июне 2021 г. нами была начата работа по определению приоритетов развития производства отечественных инверторов как для ВИЭ и СНЭ, так и для электротранспорта и ЭЗС: анализ перспективных архитектур, ЭКБ (электронной компонентной базы), используемой в подобной силовой аппаратуре.

В процессе работы были составлены схемы деления инверторов с различными архитектурами начиная от материалов и заканчивая готовыми изделиями, составлена спецификация компонентов, на каждом технологическом переделе (материал – компонент – модуль – изделие) проведена оценка уровня импортозависимости, уровня компетенций отечественных производителей, необходимых ресурсов и сроков локализации.

⁸⁸ Аргасцев, А. Ю. [и др.] Развитие производства отечественных зарядных станций для электротранспорта / О.В. Жданев, А.А. Аргасцев. – DOI 10.34831/EP.2022.1091.6.006 – Текст : электронный // Электрические станции. – 2022. – №. 6. – С. 42-53.

⁸⁹ Аргасцев, А. Ю. [и др.] Инверторы для отечественной электроэнергетики и промышленности А.Ю. Аргасцев, О.В. Жданев, А.В. Ставцев [и др.]. – DOI 10.34831/EP.2022.1087.2.008 – Текст : электронный // Электрические станции. – 2022. – №. 2. – С. 45-56.

В частности, для локализации комплектующих иностранного производства для ЭЗС наиболее приоритетными можно выделить следующие:

- силовые преобразовательные модули (инверторы);
- коннекторы и кабели;
- контроллеры плат системы управления и коммуникации зарядной станции (включая ЭКБ плат управления).

Также был определен технический облик типовой ЭЗС: мощность поста по постоянному току 150 кВт, выходное напряжение до 1200 В, выходной ток до 500 А, зарядные протоколы (а также коннекторы) CHAdeMO версии не ниже 1.2 и CCS2 версии не ниже 1.0.

В целях постоянного повышения уровня локализации производства ЭЗС для внесения изменений в ПП РФ № 719 была предложена прогрессирующая по годам система балльных критериев, которая помимо обязательных требований по проведению всех технологических операций на территории РФ включает использование отечественных силовых преобразовательных модулей, коннекторов и кабелей, контроллеров плат системы управления и коммуникации зарядной станции. Плановая доля локализации на 2022 г. составляет 30%, на 2024 – 40%, на 2026 – 80%, на 2028 – 100%.

После анализа существующих перспективных мировых технических решений по архитектуре преобразователей для производителей СНЭ и ЭЗС была предложена концептуальная модель инвертора по схеме ККМ-Венна с LLC (корректор коэффициента мощности, последовательно соединенный с индукционно-емкостным фильтром), которая обеспечивает высокий КПД и минимальный КНИ, но для достижения этих показателей требуются ключевые элементы с малой паразитной индуктивностью силовой цепи и цепи управления и работающие на более высоких частотах переключения. Для этих целей наиболее эффективными являются СПП (силовые полупроводниковые приборы) и модули на SiC, так как по сравнению с СПП на Si у них:

- статические потери меньше на 25%;
- лучше подходят для параллельного включения;
- динамические потери ниже до 10 раз и на порядок меньше время задержки и фронтов за счет быстрого восстановления обратно включенного диода Шоттки;
- частота коммутации при том же токе в 10 раз выше;
- большая плотность тока;
- выше рабочие температуры.

В рамках развития отечественных компетенций по производству SiC IGBT модулей для инверторов с характеристиками $U_{\text{раб}} = 1700 \text{ В}$ и более и $I_{\text{раб}} = 450 \text{ А}$ и более были

проанализированы ретроспективная и спрогнозирована перспективная потребность до 2035 г. в подобных СПП, а также уровень технологической оснащенности и научной подготовки наиболее компетентных предприятий: АО «ЧЭАЗ», АО «Электровыпрямитель», АО «Протон – Электротекс». В результате технологическим партнером было выбрано АО «Протон – Электротекс», разработаны и в июле 2021 г. утверждены с другими предприятиями отрасли ОТТ (отраслевые технические требования) и ОМИ (отраслевая методика испытаний) к IGBT в конструктивном исполнении – корпус MIDA 2.0. Разрабатываемые модули являются аналогами приборов, выпускаемых компаниями Infineon, Semikron, FUJI в стандартных корпусах типа «EconoDUAL 3» с контактами управления под пайку и в PressFit исполнении.

Согласно ОТТ, модуль в своем составе должен содержать транзисторные и диодные полупроводниковые элементы на SiC, термистор для контроля теплового режима и защиты схемы. Для снижения паразитных индуктивностей в цепи управления драйвер должен быть установлен непосредственно в корпус модуля. Соединение управляющих контактов с платой управления должно выполняться методом разварки алюминиевой проволокой. Подложка полупроводниковых элементов должна быть изготовлена из DCB (Direct Bonded Copper) керамики.

Испытания на соответствие заявленным техническим характеристикам, а также с применением методик термоэлектроциклирования и исследования на устойчивость к внешним механическим воздействиям успешно прошли в декабре 2021 г. Применение встроенного драйвера управления снизило внутреннюю паразитную индуктивность в 2 раза по сравнению с IGBT модулями такой мощности, что позволило повысить частоту коммутации силовых ключей и получить более «чистый» синус с меньшим количеством элементов и контуров. При термоциклировании IGBT модули сохраняли работоспособность после 300 циклов, тем самым в три раза превзойдя заявленное в ОТТ гарантированное количество термоциклов ($T_{\min} = -40\text{ }^{\circ}\text{C}$, $T_{\max} = +150\text{ }^{\circ}\text{C}$, 100 циклов).

Практическая ценность проделанной работы состоит в том, что отрасли предложена унифицированная архитектура инвертора, для практической реализации которой совместно с технологическим партнером подготовлены ОТТ, реализован проект по освоению производства IGBT модуля MIDA-HB17FA-450N, ежегодный консолидированный заказ по которому более 3 тыс. единиц в год, кроме того, у разработанного модуля имеется большой экспортный потенциал (рисунок 35).

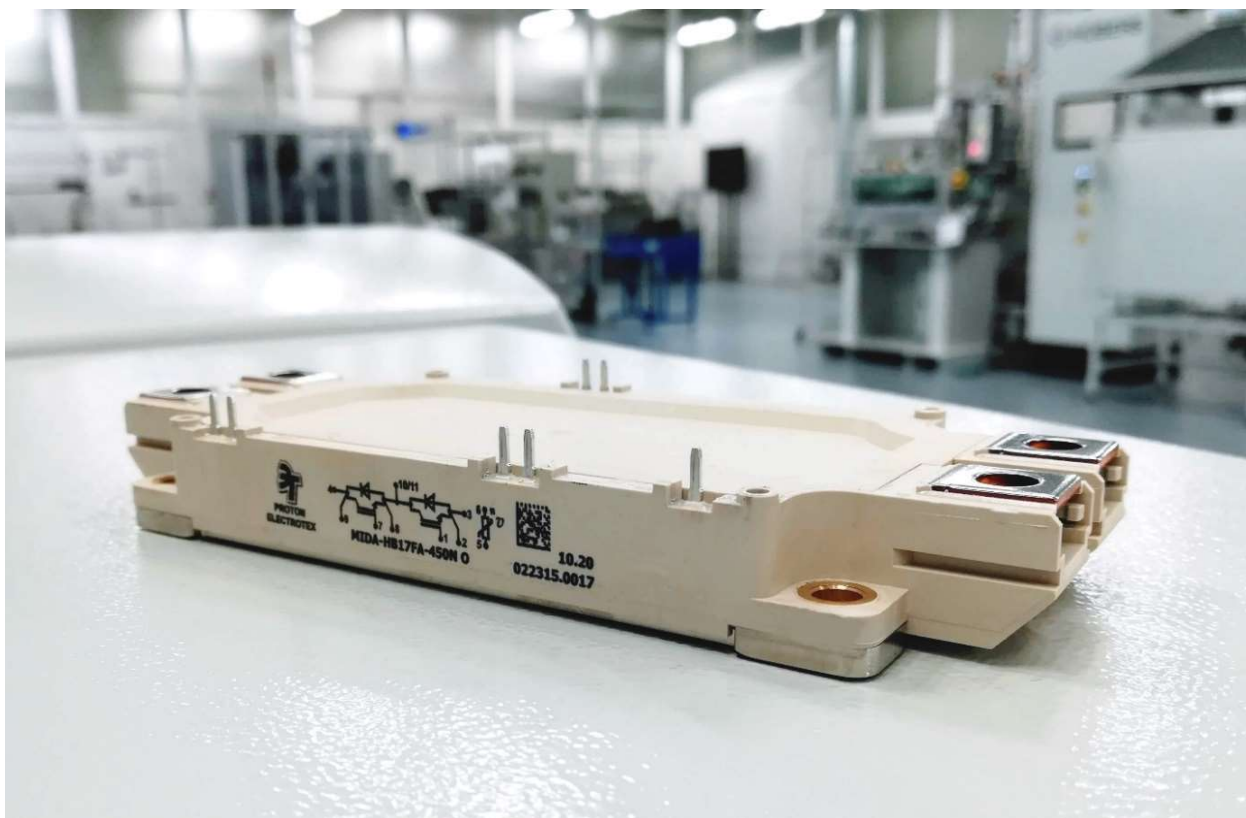


Рисунок 35 – Специализированный IGBT модуль MIDA-HB17FA-450N

Научная новизна данного проекта – практическая проверка и подтверждение теоретических расчетов в области силовой электроники, разработка новых подходов для расчета мощных преобразователей, сохранение и развитие научной и инженерной школы.

Использование предложенной архитектуры ККМ-Винна с LLC и MIDA-HB17FA-450 при разработке инверторов для ВИЭ, СНЭ, электромобилей и ЭЭС позволит:

- на 2-3 млрд руб. в год снизить коммерческие потери электрической энергии, которые раньше превращались в тепло, путем увеличения КПД преобразования с 96-97 до 98-99%;
- на 10% снизить операционные затраты гарантирующих поставщиков на ТоиР и АВР, из-за большей надежности по сравнению с кремниевыми СПП;
- создать дополнительный заказ на генерацию как минимум на 100 млрд кВт·ч в год, вследствие этого возникнет актуальность ускоренного развития ВИЭ и СНЭ для удовлетворения потребности электротранспорта и зарядной инфраструктуры;
- на 6–8% снизить неравномерность суточного профиля потребления электроэнергии при использовании технологии V2G для электромобилей.

Утверждение предложенных изменений в ПП РФ № 719 позволит:

- усилить технологический суверенитет;
- решить вопросы гарантийного и постгарантийного ремонта инверторов;
- развить производство отечественного электротранспорта;

- создать предпосылки для технологического экспорта (прежде всего в страны БРИКС).
- Косвенные эффекты:
- освоение технологии полного цикла производства силовых полупроводниковых приборов на SiC;
 - мультипликативный эффект для развития производства электротранспорта;
 - внедрение экологически чистого электротранспорта в РФ.

3.13. Водородная энергетика^{90, 91, 92, 93}

Стратегической целью Российской Федерации является реализация национального научно-технологического и производственного потенциала в области технологий водородной энергетики, производства и применения водорода, а также промышленной продукции. Исходя из прогнозов, подтвержденных заявлениями крупнейших стран, потребление низкоуглеродного H₂ составит ~60 млн т в 2030 г., в Европейском союзе целевой показатель по использованию водорода – 20 млн т к 2030 г., в том числе 5 млн т дополнительного внутреннего производства, сверх ранее запланированных 5,6 млн т (Fit for 55) и 10 млн т дополнительного импорта. Экспортный потенциал РФ в 2030 г. составит ~4,5 млн т, представлен двумя сегментами: аммиак и жидкий H₂ (1,2 и 3,3 млн т соответственно). РФ может занять ~1,4 из 4,5 млн т доступного рынка водорода.

Водородные технологии в РФ характеризуются сегодня высокой стоимостью и средним уровнем развития. Анализ УГТ показывает, что в мире уже сложился первоначальный пакет водородных технологий высокой степени готовности, тогда как в РФ по большинству водородных технологий УГТ 7 и ниже.

Основным вызовом для РФ является обеспечение непрерывности функционирования по меньшей мере 32 ключевых нефтеперерабатывающих и 33 нефтехимических производств, где

⁹⁰ Bazhenov S. [et al.] Key challenges for the development of the hydrogen industry in the Russian Federation / Bazhenov, S., Dobrovolsky, Y., Maximov, A., Zhdanev, O. V. – DOI 10.1016/j.seta.2022.102867 – Text : electronic // Sustainable Energy Technologies and Assessments. – 2022. – Т. 54. – С. 102867.

⁹¹ Galitskaya, E.A. Development of electrolysis technologies for hydrogen production: A case study of green steel manufacturing in the Russian Federation / E.A. Galitskaya, O.V. Zhdanev. – DOI 10.1016/j.eti.2022.102517 – Text : electronic // Environmental Technology & Innovation. – 2022. – Т. 27. – Р. 102517.

⁹² Russian Fuel and Energy Complex Technology Policy at the state of Energy Transition / O.V. Zhdanev. – DOI 10.7580/em.2022.01.03. – Text : electronic // Eurasia mining. 2022. – № 1. – Р. 13-19.

⁹³ Галицкая, Е. А. Развитие электролизных технологий получения водорода в Российской Федерации / Е.А. Галицкая, О.В. Жданев – DOI: 10.18412/1816-0395-2022-12-57-63 – Текст : электронный // Экология и промышленность России. – 2022. – Т. 26. № 12. С. 57–63. (Scopus)

используется водород, обеспечивающих ~24% мирового рынка аммиака, более 10% рынка нефти и нефтепродуктов и ~5,4% рынка метанола.

С учетом изменения глобальной геополитической ситуации требуется актуализация направлений и целевых показателей развития. В частности, необходимо сделать акцент на создании технологий как конечного продукта для расширения технологического экспорта, в первую очередь в страны БРИКС.

Развитие технологий – ключевой фактор внедрения водородных решений и снижения стоимости российского водорода в соответствии с целевыми ориентирами на 2030 г.: \$2,0 за 1 кг – стоимость производства и \$1,7 за 1 кг (на 1000 км) – стоимость транспортировки. Разработанная Технологическая стратегия развития водородной отрасли Российской Федерации (далее – Стратегия) на период до 2035 г. определяет в том числе основные ориентиры на перспективу до 2050 г.

В рамках подготовки Стратегии определен перечень из 23 критически важных технологий, создание или локализация производства которых необходимы на территории Российской Федерации в кратко-, средне- и дальнесрочной перспективах. Перечень указанных технологий представлен на рисунке 36.

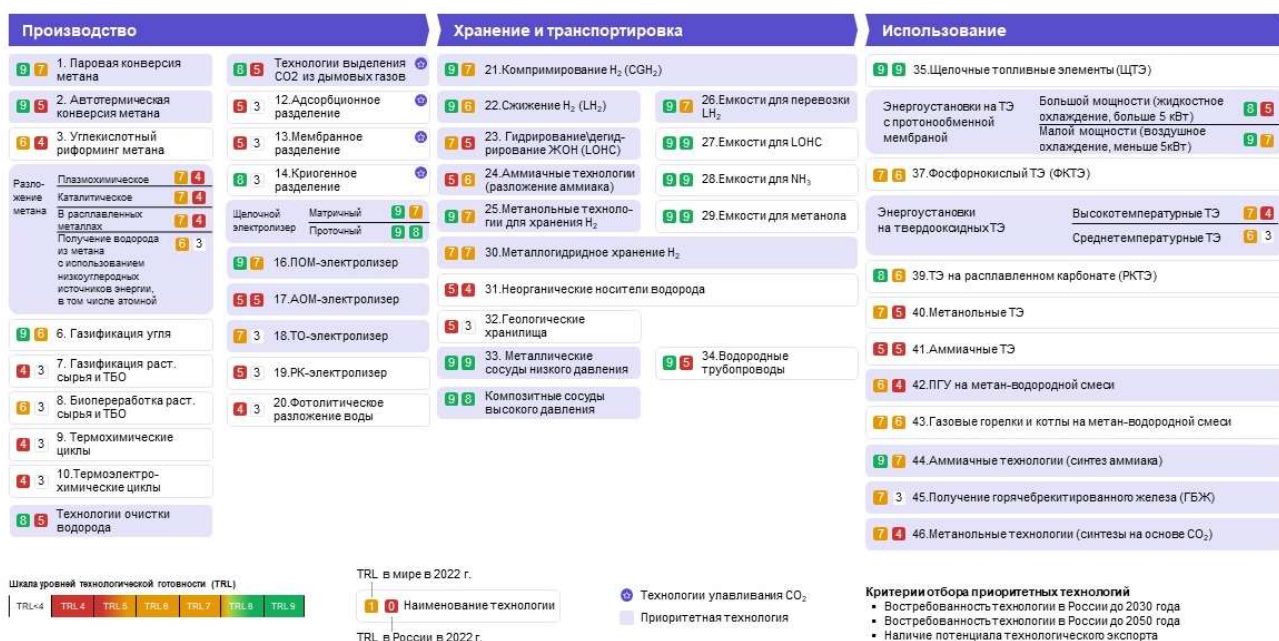


Рисунок 36 – Перечень технологических направлений для создания или локализации на территории Российской Федерации

Определено, что наибольший потенциал снижения стоимости имеют технологии электролизеров и топливных элементов (>40% к 2050 г.). К технологиям с умеренным потенциалом снижения стоимости (15–40% к 2050 г.) относятся автотермический реформинг метана, плазмохимическое разложение метана, получение горячегерекитированного железа (H_2 -

DRI), к технологиям с низким потенциалом снижения стоимости (<15 к 2050 г.) – паровой риформинг метана, компримирование H_2 .

Реализация Стратегии предусматривает разработку ОТТ для критических технологий, с целью определения отраслевой потребности в водородных технологиях и оборудовании в краткосрочной перспективе, а также условий их создания и эксплуатации.

На сегодняшний день разработаны ОТТ для композитных баллонов высокого давления для транспортировки и хранения водорода, применяемые для стационарного хранения, автозаправочных станций, автотранспорта, железнодорожного транспорта, судов морского и речного флота. Отличительной особенностью баллонов, созданных в соответствии с ОТТ, будет высокое рабочее давление до 70 МПа при одновременном снижении массогабаритных характеристик до 75% за счет использования современных композитных материалов. На сегодняшний день в РФ баллоны данного типа не производятся.

Разработаны ОТТ для контейнер-цистерн для перевозки и временного хранения водорода охлажденного жидкого. Настоящий документ предназначен для применения на этапе формирования технического задания, проектирования, изготовления, испытаний, эксплуатации, технического обслуживания, ремонта и модернизации контейнер-цистерн. Сегодня в РФ промышленное производство данного типа контейнер-цистерн не налажено.

Разработаны ОТТ для протонпроводящих полимерных мембран для водородно-воздушных топливных элементов и электролизеров. ОТТ устанавливают требования к физико-химическим свойствам мембран, в том числе к эквивалентному весу, величине протонной проводимости, толщине и методу изготовления. Протонпроводящие мембраны в настоящее время в мире производятся несколькими компаниями и являются ключевым материалом, используемым в качестве электролита в водородно-воздушных топливных элементах и электролизерах. В РФ технология отсутствует.

Анализ показал, что на внутреннем рынке в ряде секторов российской экономики водородные решения могут быть эффективны уже в ближайшее время. Водородный транспорт может достичь экономического паритета с электрическим в ближайшие 5 лет на дальнемагистральных перевозках. Использование H_2 в промышленности экономически оправдано при наличии углеродного регулирования на экспортных рынках, в энергетике – на удаленных территориях с высокой стоимостью топлива. Определено, что паритет стоимости электролизного водорода и водорода, получаемого методом парового риформинга в сочетании с CCUS, наступает при стоимости природного газа ~330 \$/тыс. m^3 и развитии технологии электролиза.

Для поддержки развития водородных технологий в Стратегии предлагается создание пяти национальных лабораторий, запуск КНТП и содействие деятельности инжиниринговых центров.

Согласно расчетам, на НИР, ОКР и инфраструктуру потребуется 25,3 млрд руб., на пилотные установки – 142,5 млрд руб. Создание и развитие производственных кластеров потребует ~\$21,1 млрд совокупных инвестиций и позволит экспортировать 1,4 млн т водорода в 2030 г., что составит \$12,8 млрд экспортной выручки.

Принятие мер по реализации Стратегии будет способствовать:

- технологической независимости отрасли водородной энергетики и отсутствию рисков ограничения доступа к необходимым технологиям;
- повышению конкурентоспособности российского предложения на рынке низкоуглеродного водорода;
- до \$0,6–0,8 млрд в год составят налоговые поступления от технологических компаний, обеспечивающих оборудованием российских поставщиков водорода;
- до \$3,5 млрд в год – налоговые поступления от технологических компаний, поставляющих оборудование на экспорт, если Россия займет 10% рынка технологий водородной энергетики, в том числе в странах ЕАЭС;
- созданию не менее 22 опытных и пилотных установок, образцов материалов к 2035 г.;
- созданию 12 опытных образцов оборудования для типовых проектов производства и применения водорода к 2035 г.;
- повышению уровня локализации водородных технологий после 2035 г. > 60%;
- расширению технологического экспорта в страны БРИКС.

Кроме того, реализация Стратегии позволит достичь следующих отраслевых эффектов для текущих производств:

- поддержание работы 32 ключевых нефтеперерабатывающих предприятий, 24 заводов по производству аммиака и 9 заводов по производству метанола;
- поддержание объемов нефтепереработки на уровне ~280 млн т/год;
- обеспечение внутреннего потребления нефтепродуктов на уровне ~170 млн т/год и экспорта на уровне ~150 млн т/год;
- удержание объема доходов в федеральный бюджет от экспорта нефтепродуктов ~5000 млрд руб. в год;
- обеспечение экспорта аммиака на уровне ~4,5 млн т/год, азотных удобрений на уровне ~14.5 млн т/год;
- сохранение ~5.4% мирового рынка производства метанола;

- сохранение объемов производства: автомобильного бензина ~40 млн т/год, дизельного топлива ~80 млн т/год, реактивного топлива керосинового типа ~12 млн т/год, нефтяных масел ~1.5 млн т/год;
- сохранение более 120 тыс. рабочих мест.

3.14. Улавливание, хранение и использование углекислого газа

Основным источником промышленных выбросов парниковых газов в Российской Федерации является энергетический сектор, в рамках которого при сжигании органического топлива осуществляется прямой сброс CO_2 в атмосферу. Так, в РФ почти две трети выработки электроэнергии (59,27% на 01.01.2021) осуществляется тепловыми электростанциями при сжигании угля, природного газа, мазута. Технологии CCUS могут сыграть ключевую роль в декарбонизации российского ТЭК. Объем выбросов CO_2 в российских отраслях со значительным технологическим потенциалом улавливания составляет $> 1 \text{ Гт } \text{CO}_2/\text{г}$. К 2050 г. суммарная производительность в мире CCUS-установок может достичь $5,6 \text{ Гт } \text{CO}_2$ в год ($2,8 \text{ трлн м}^3/\text{год}$), т.е. около третьей части необходимого объема глобального сокращения выбросов CO_2 . Это в 150 раз больше нынешнего уровня извлечения и захоронения CO_2 , что сопоставимо с современной мировой газовой отраслью. При этом ресурсный потенциал для хранения CO_2 в РФ превышает 1200 Гт. Для РФ привлекательность применения технологий улавливания и хранения обусловлена возможностью достижения углеродной нейтральности при сохранении использования органических топлив в энергетике на длительный период.

В качестве ключевых барьеров для развития CCUS в РФ можно выделить недостаточную готовность энергоэффективных технологий, ограниченность нормативно-правовой базы, а также отсутствие системных мер государственной поддержки.⁹⁴

Проведенный анализ УТГ CCUS показал, что технологии улавливания с использованием водных растворов аминов и алканоламинов, карбоната калия, аммиака, солей аминокислот имеют УТГ 7 и находятся на относительно высоком уровне технологической готовности. Технология создания селективных мембран для выделения и концентрирования диоксида углерода УТГ 4–5, технологии улавливания CO_2 с использованием MOFs, цеолитов, адсорбентов, содержащих в своем составе оксиды щелочноземельных металлов или щелочных металлов, имеют УТГ 3.

⁹⁴ Жданев, О. В. Развитие национальной системы стандартизации в области CCUS-технологий / О.В. Жданев, А.С. Лядов, Н. Попадью, В. Коваленко // Стандарты и качество. – 2022. – № 6. – С. 28-31.

Определено, что в области транспортировки наибольший УГТ 7 имеют технологии компримирования и технологии создания и эксплуатации трубопроводов для транспортировки CO₂, а также технологии закачки диоксида углерода в пласт для повышения нефтеотдачи (УГТ 5–6).

Технологии утилизации CO₂ в РФ находятся на неудовлетворительном уровне: УГТ технологий пароуглекислотного риформинга, каталитического превращения синтез-газа в углеводороды электрокаталитического превращения CO₂ и воды в углеводороды не превышает 3⁹⁵.

В области улавливания на ближайшую перспективу (до 2030 г.) необходимо сконцентрировать усилия на усовершенствовании процессов абсорбционной очистки с использованием смесей аминов, повышении энергоэффективности соответствующих процессов и степени устойчивости абсорбентов. Для небольших и средних объектов необходимо развитие мембранных технологий выделения диоксида углерода.

Анализ показал, что основным методом транспортировки CO₂ может стать трубопроводный, однако при доставке до 500 км рентабельно компримировать и использовать наземный грузовой транспорт, а в случае расстояний более 5000 км целесообразна транспортировка морским путем.

При этом расчетная стоимость полного цикла CCS с использованием технологий с УГТ 9 варьируется от 3000 руб. (с учетом захоронения) до 10 000 руб. за 1 т CO₂; выделение – от 1300 до 5000 руб., что значительно выше любых углеродных налогов и сертификатов. Снижение цены технологий будет ключевым моментом в их дальнейшем использовании.

Проведен расчет экономической эффективности пилотного проекта полного цикла по производству водорода методом парового риформинга метана с улавливанием и дальнейшей транспортировкой CO₂ по уже построенному трубопроводу и закачкой в пласт⁹⁶. Определено, что для завода мощностью улавливания 1 млн т CO₂ затраты на строительство завода составят US\$516 млн, операционные затраты составят 69% от общих затрат, транспортировка газа – US\$9,5/т CO₂/100 км (при общей протяженности 1000 км). Потенциал снижения затрат колеблется от 25–35% в 2035 г. до 50% в 2050 г. при увеличении объемов захвата и

⁹⁵ Филиппов, С. П. Вызовы и возможности использования технологий улавливания и захоронения CO₂. Обзор / С.П. Филиппов, О.В. Жданев. – DOI 10.56304/S0040363622090016. – Текст : электронный // Теплоэнергетика. – 2022. – № 9. – С. 5-21.

⁹⁶ Bazhenov, S. [et al.] Technical and economic prospects of CCUS projects in Russia / S. Bazhenov, V. Chuboksarov, A. Maximov, O. Zhdaneev. – DOI 10.1016/j.susmat.2022.e00452 – Text : electronic // Sustainable Materials and Technologies. – 2022. – Т. 33. – Р. e00452.

транспортировки, но все еще недостаточен для конкурентоспособной цены. По мере увеличения мощности завода стоимость улавливания значительно снижается, однако только для заводов с малой мощностью. Снижение затрат происходит на уровне примерно 0,3 млн т в год улавливаемого CO₂ и в итоге выравнивается на 0,5–0,6 млн т в год. Чтобы минимизировать затраты на улавливание, мощность блоков улавливания CO₂ должна составлять не менее 0,4–0,45 млн т/год. Эти результаты полезны при определении будущих энергоблоков с CCS или модернизации CCS для существующих блоков. Схема пилотного проекта полного цикла изображена на рисунке 37.

Разработанная финансовая модель рынка для оценки сокращения объемов выбросов и экономического эффекта проектов CCS показывает, что при курсе 75 руб. за 1 \$, с учетом эффекта масштаба, а также при амбициозном сценарии снижения затрат положительный эффект от внедрения CCS начинается со стоимости квот на выбросы CO₂ от 90 \$/т.

Внедрение пилотных проектов CCUS также требует определения критериев их отбора. Разработаны критерии в виде технико-экономических параметров для внесения в методику оценки перспективности проекта, основным критерием выбора геологической структуры определяют потенциал хранения CO₂. Найдено, что для экономической целесообразности проекта CCUS потенциал хранения CO₂ должен составлять от 10 млн т CO₂ в год для декарбонизации крупных промышленных предприятий, находящихся в регионе. При этом реализация пилотного проекта должна предусматривать улавливание, транспортировку и хранение не менее 0,25 млн т CO₂ в год. Сроки реализации пилотного проекта (в случае государственной поддержки) должны составлять 3–6 лет. CAPEX проекта до 50 000 млн руб. (для пилотного проекта CCUS на 1 млн т CO₂ в год).

В качестве долгосрочной цели декарбонизации предлагается достижение объема хранения и переработки CO₂ в РФ не менее 50 млн т в 2030 г. с потенциалом роста до 250–400 млн т до 2050 г.

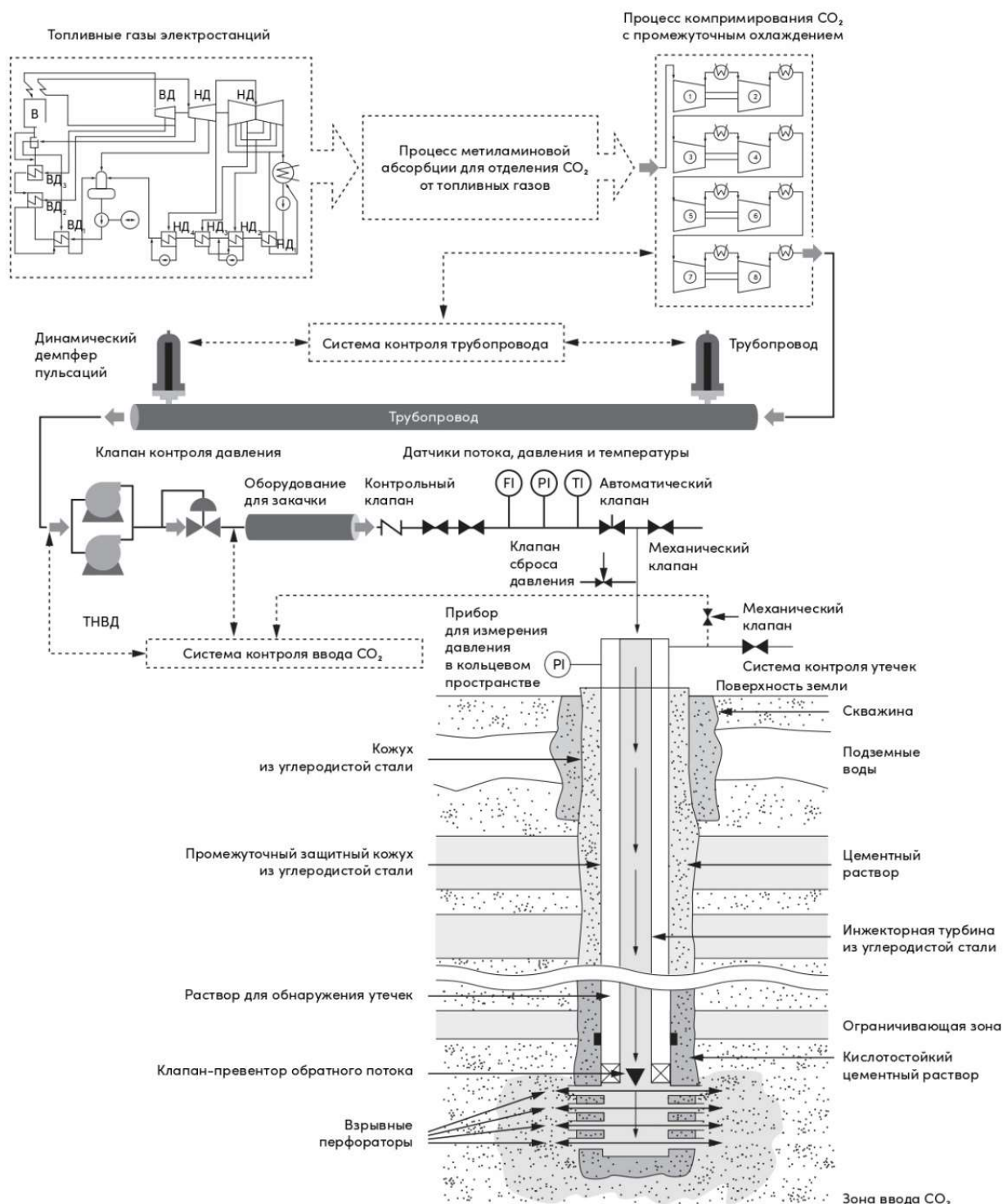


Рисунок 37 – Схема пилотного проекта полного цикла по производству водорода методом парового риформинга метана с улавливанием и дальнейшей транспортировкой CO_2

На всех стадиях процесса CCUS необходим непрерывный мониторинг объемов поглощения, транспортировки и хранения CO_2 с целью недопущения его утечек. Это связано с тем, что при высоких концентрациях газ обладает удушающим действием. Безопасной для длительного пребывания людей считается концентрация CO_2 не выше 1000 ppm или 0,1% (по объему). Разработанная система мониторинга и учета выбросов CO_2 включает отслеживание

сокращения его выбросов, прямых и непрямых утечек CO₂ при CCUS. Предлагается развертывание многоуровневой системы мониторинга: на земле, с воздуха и из космоса, при этом использование данных дистанционного зондирования позволит определить факт утечек CO₂ на объектах транспортировки и закачки CO₂, в то время как использование датчиков позволит оценить изменение концентрации и объема CO₂ в отводимых газах на объектах его улавливания.

Недостаточность или полное отсутствие системных мер государственной поддержки тормозит внедрение проектов CCUS. Исходя из анализа зарубежного опыта, разработан оптимальный набор мер поддержки и схем возврата инвестиций в условиях реализации проектов на территории РФ, включающий:

- создание частной концессионной инициативы;
- субсидирование процентной ставки по кредитам через действующие механизмы поддержки;
- реализацию сгенерированных углеродных единиц государству или частным партнерам;
- введение повышающего коэффициента для вычета затрат на улавливание и захоронение CO₂ из налоговой базы по налогу на прибыль.

Реализация мер по разработке конкурентоспособных технологий и государственного регулирования, направленных на создание отрасли CCUS, позволит достичь следующих эффектов:

- поддержание работы более 25 крупнейших тепловых электростанций РФ, работающих на ископаемом топливе, с суммарной установленной электрической мощностью-брутто ~ 50 000 МВт;
- повышение уровня нефтеотдачи пластов за счет закачки диоксида углерода на >20%;
- уменьшение стоимости производства карбамида – важнейшего азотного удобрения на >15% при использовании CO₂, извлеченного из дымовых газов;
- обеспечение углекислым газом 10 ключевых заводов по производству метанола;
- поддержание объемов производства уксусной кислоты на уровне ~200 тыс. т/год;
- использование 30% заброшенных скважин (из более чем 150 тыс.) для хранения CO₂;
- увеличение рынка диметилового эфира, являющегося перспективным моторным топливом;
- сокращение объема выбросов CO₂ в промышленности до 270 млн т/год; при развитии технологий получения водорода методом паровой конверсии метана в сочетании с CCUS водорода (к 2030 г/) – еще 20 млн т;
- улавливание выбросов CO₂ к 2030 г. до 50 млн т/год, к 2050 г. – более 400 млн т/год;

- повышение уровня технологического экспорта РФ.

3.15. Система мониторинга парниковых газов^{97, 98}

Сокращение накопленного с 2021 по 2050 г. объема чистой эмиссии парниковых газов в Российской Федерации до более низких значений по сравнению с показателями Европейского союза в соответствии с перечнем поручений Президента по итогам Петербургского международного экономического форума 2–5 июня 2021 г. требует разработки надежных методов контроля за выбросами. Высокая степень неопределенности данных расчетных методов инвентаризации ПГ вызывает потребность утверждения инструментальных (автоматических) методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и их поглощения.

Разработанная архитектура глобальной системы мониторинга ПГ, в том числе с указанием необходимых инструментов в зависимости от региона и источника выбросов, объединяет наземные системы мониторинга (стационарные станции мониторинга для непрерывных измерений; мобильные лаборатории, исследующие географическое распределение загрязнения воздуха; полные сети многопараметрического мониторинга на платформах мини-станций с автоматическим сбором, обработкой данных и отчетностью) и дистанционное зондирование Земли. Система также предназначена для оценки секвестрационного потенциала почв и лесов (рисунок 38).

В рамках глобальной системы мониторинга нами разработан способ учета выбросов ПГ на предприятиях ТЭК с помощью сети распределенных МЭМС-датчиков на основе мелкодисперсного композиционного оксида лантана La_2O_3 , предполагающий установку сенсорных модулей в газовые трубы, на газовые трубы, на объекты инфраструктуры, а также по периметру территории предприятия. Низкий предел обнаружения CO_2 в сочетании с отсутствием влияния относительной влажности воздуха $>30\%$ на работоспособность датчиков на основе оксида лантана делает полученный нанокompозит пригодным для обнаружения CO_2 в атмосферном воздухе при текущем уровне концентрации (400 ppm) и ниже. Пример применения сети распределенных датчиков представлен на рисунке 39.

⁹⁷ Andreev, M. [et al.] Flame-Made La_2O_3 -Based Nanocomposite CO_2 Sensors as Perspective Part of GHG Monitoring System / M. Andreev, V. Platonov, D. Filatova, E. Galitskaya, S. Polomoshnov, O. Zhdaneev – DOI 10.3390/s21217297 – Text : electronic // Sensors. – 2021. – Т. 21. – №. 21. – P. 7297.

⁹⁸ Bazhenov, S. [et al.] Technical and economic prospects of CCUS projects in Russia / S. Bazhenov, V. Chuboksarov, A. Maximov, O. Zhdaneev. – DOI 10.1016/j.susmat.2022.e00452 – Text : electronic // Sustainable Materials and Technologies. – 2022. – Т. 33. – С. e00452.

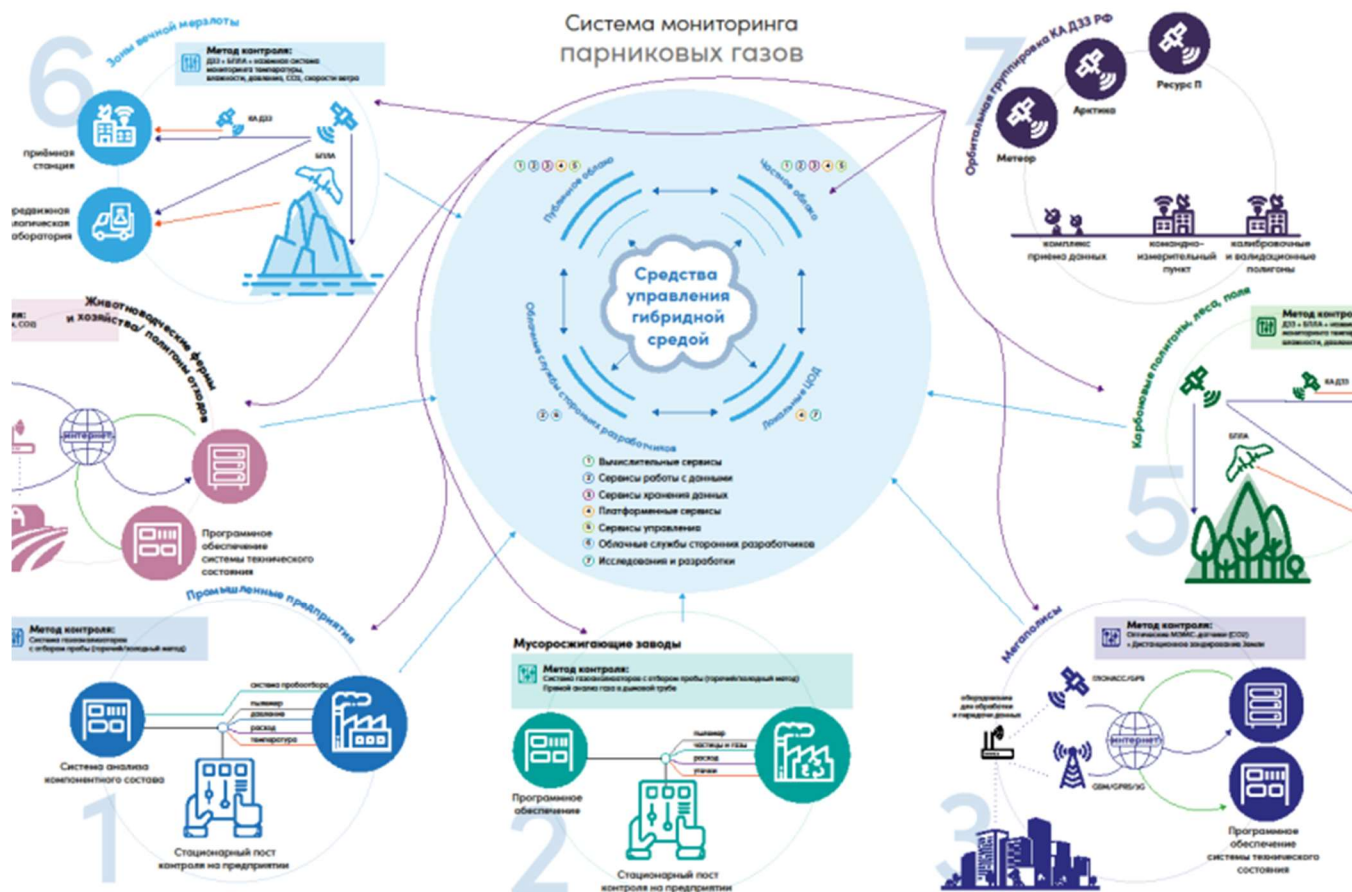


Рисунок 38 – Архитектура системы мониторинга парниковых газов

Организация многоуровневой системы контроля позволит детектировать и предотвращать на ранних стадиях утечки метана в нефтегазовой отрасли, имеющие наибольшую долю в структуре выбросов ПГ и составляющие 45% суммарных выбросов.

С помощью предложенной системы может быть организован экологический мониторинг на полигонах твердых бытовых и промышленных отходов, где при распаде органической материи образуется газ, содержащий около 50% CH_4 и 50% CO_2 . При этом полигоны ТБО являются третьим по величине антропогенным источником метана на планете.

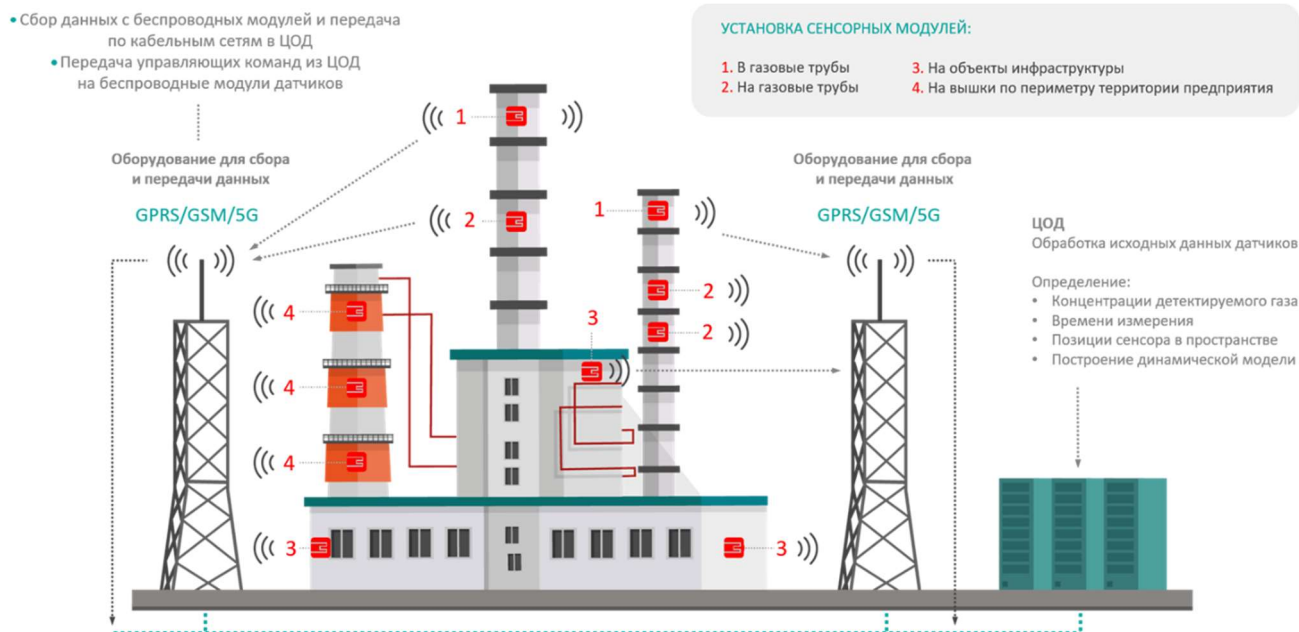


Рисунок 39 – Сеть распределенных датчиков для мониторинга парниковых газов на предприятиях

Внедрение глобальной системы мониторинга станет ключевым инструментом для предоставления отчетности о выбросах парниковых газов организациями с деятельностью, сопровождающейся выбросами парниковых газов, масса которых эквивалентна 150 тыс. т углекислого газа в год и более за период до 2024 г. и 50 тыс. т углекислого газа в год и более после 2024 г. (в соответствии с федеральным законом № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов» от 02.07.2021).

Формирование государственных механизмов получения достоверных сведений о состоянии окружающей среды и климатических изменениях также будет способствовать международному признанию таких сведений.

3.16. Система мониторинга многолетнемерзлых грунтов

Современные изменения климата определяют необходимость разработки и выполнения мероприятий по адаптации энергетических объектов и инфраструктуры к вероятному повышению температуры и последующей неизбежной деградации ММГ – вечной мерзлоты, занимающей 11,2 из 17 млн км², или 65,5% площади страны. Около 85% территории АЗРФ (около 3,5 млн км²) относится к областям сплошного распространения ММГ. Вследствие развития неблагоприятных физико-геологических и мерзлотных процессов существует опасность массового выхода их из строя, возможной потери несущей способности оснований фундаментов зданий и инженерных сооружений: добывающих скважин, дорог, трубопроводов, плотин, линий электропередачи.

Прогнозируется, что около 10% площади вечной мерзлоты в России растает к 2050 г. и приблизится к 50% к 2100 г. в зависимости от изменения климата. При растеплении мерзлоты будет выделяться большое количество метана, ускоряющего потепление, объемы которого могут значительно перекрыть объемы техногенных выбросов.

Проведена оценка возможного ущерба инфраструктуре муниципалитетов на вечной мерзлоте из-за потери несущей способности свайных фундаментов для АЗ РФ, которая составляет около половины площади вечной мерзлоты в стране. Возможный ущерб может составить к 2050 г. только для территории АЗРФ около 7 трлн руб. для промышленных и гражданских объектов. Оценка ущерба и финансовых потерь для объектов ТЭК не проводилась, но очевидно предполагаемая сумма ущерба будет на порядок больше, учитывая, что инфраструктура объектов ТЭК значительно больше инфраструктуры муниципалитетов.

Предприятия ТЭК в сумме самого крупного хозяйствующего субъекта в Арктике испытывают на себе влияние изменяющегося состояния мерзлоты, что требует не только учета текущих, но и прогноза изменения состояния ММГ. Однако в настоящее время выполнить такой прогноз, необходимый для обеспечения долгосрочной безаварийной эксплуатации существующей инфраструктуры и для реализации новых инвестиционных проектов в криолитозоне России, на временном горизонте 3-4 лет не представляется возможным. Достоверную прогнозную информацию о состоянии ММГ дает только сочетание надежного климатического прогноза с геокриологическим. Достичь этого возможно, лишь имея адекватную систему геокриологического мониторинга, который включает два основных интегрированных блока: (а) фоновый мониторинг – контроль комплекса ненарушенных природных компонентов, влияющих на вечную мерзлоту и (б) геотехнический мониторинг (ГТМ) – контроль комплекса природных и техногенных факторов, влияющих на надежность инженерной инфраструктуры и связанную с ней геоэкологическую безопасность.

Фоновый мониторинг в природных условиях в Российской Федерации проводится отдельными учреждениями на ограниченном количестве наблюдательных площадок. Длина рядов наблюдений достигает 50 лет, но общий объем наблюдений для составления прогноза недостаточен для составления прогноза для конкретных промышленных площадок и муниципальных образований.

В арктических регионах на линейных и площадных объектах нефтегазовой отрасли, угольных разрезах, тепло- и гидроэнергетических станциях, в крупных городах и поселках должен проводиться геотехнический мониторинг, в состав которого входят наблюдения за температурой пород, уровнем грунтовых вод и деформациями на объектах техногенеза (рисунок 40).

Часть крупнейших компаний ТЭК уже внедрила обширный собственный геотехнический и фоновый мониторинг собственных капитальных объектов, лицензионных участков («Газпром» более 12 000 температурных скважин, «Транснефть» около 7000). Компании зачастую ведут геотехнический мониторинг по различным методикам, нередко без учета природных тенденций, при отсутствии соответствующего анализа и прогнозов, а также системы обмена данными. Также недостатком является почти полное отсутствие наблюдений за фоновой обстановкой в ближайших окрестностях. Имеющаяся в стране разреженная сеть фоновых мониторинга характеризует региональные тренды и не способна обеспечить необходимую детальность текущей, а тем более прогнозной геокриологической информации для предприятий ТЭК.

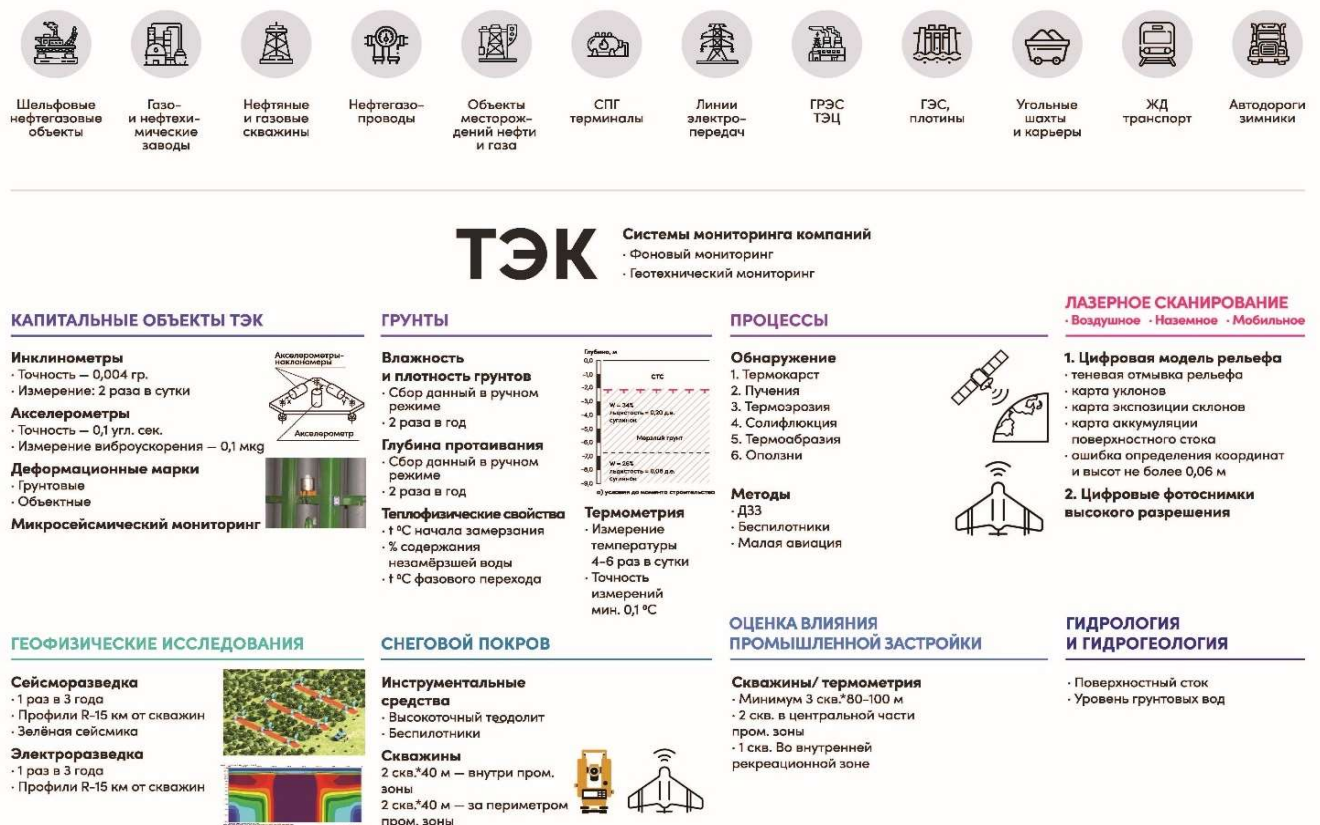


Рисунок 40 – Основные блоки геотехнического мониторинга мерзлоты внутри компаний ТЭК

Разработана система мониторинга в ТЭК, включающая региональные наблюдательные сети полигонов, стационаров, мерзлотных станций и аналитические центры, данные систем ГТМ предприятий ТЭК и проектно-технологических предприятий по реконструкции и восстановлению зданий и сооружений в регионах. Система сможет обеспечивать мерзлотный прогноз для государственных и частных хозяйствующих субъектов в регионах, Правительства РФ, субъектов федерации и муниципальных образований.

Для системного фоновой мониторинга необходимо поэтапно создать 15 геокриологических полигонов и стационаров на всей территории страны, в соответствии с текущим сосредоточением инфраструктуры компаний ТЭК и планируемых проектов. Мерзлотные станции предположительно будут расположены в Архангельске (Сыктывкаре), Воркуте, Салехарде, Норильске, Якутске, Магадане (Анадыре). По подсчетам, на развертывание системы фоновой мониторинга в масштабах всей страны требуется около 10–12 млрд руб., а на ежегодное обеспечение ее функционирования – порядка 5 млрд руб.

Для получения практических производственных результатов от данных ГТМ, собираемых на разрозненных объектах ТЭК, следует объединить системы мониторинга отдельных предприятий ТЭК в одну программно-аналитическую систему вместе с данными от фоновой мониторинга. Данная система даст возможность прогнозировать изменения ММГ в периоде от 1 недели до нескольких лет в границах отдельных субъектов РФ и, соответственно, вовремя реагировать на критических участках, применять соответствующие методы стабилизации.

В качестве первого шага для решения вопросов мониторинга, прогнозирования изменений и разработки эффективных методов стабилизации мерзлоты необходимо подготовить и реализовать пилотный региональный проект системы государственного межведомственного мониторинга вечной мерзлоты в виде региональной системы мониторинга многолетнемерзлых грунтов на критических объектах ТЭК, где развит геотехнический мониторинг на базе одного субъекта Российской Федерации, где мерзлота занимает значительную часть площади с одновременным созданием полноценного фоновой мониторинга в выбранном регионе для закрытия всех практических вызовов реальной экономики.

Разработана принципиальная схема системы мониторинга, согласованная с отраслевыми специалистами по геотехническому мониторингу (рисунок 41). Пилотными регионами по реализации такой системы могут выступить Республика Саха (Якутия), руководство которой уже официально поддержало проект, а также Ямало-Ненецкий автономный округ, Ненецкий автономный округ, Красноярский край (таблица 4).

Таблица 4 – Регионы РФ с наличием многолетнемерзлых грунтов

Регион РФ	Общая площадь, тыс. км ²	% ММГ от общей площади региона*	ВРП, 2019 г. млрд руб.	Добыча нефти, тыс. т, 2020	Добыча газа, млрд куб. м, 2020
<i>Северо-Западный федеральный округ</i>					
<i>444* тыс. км² – площадь распространения ММГ в округе</i>					
Архангельская область (без НАО)	413	27.6%	559	-	-
Республика Коми	417	21.8%	721	12956	3.4
Мурманская область	145	50.2%	617	-	-
Ненецкий автономный округ (НАО)	177	94.2%	331	14117	1.2
<i>Приволжский федеральный округ</i>					
<i>2* тыс. км² – площадь распространения ММГ в округе</i>					
Пермский край	160	1,1%	1 495	16037	0.5
<i>Уральский федеральный округ</i>					
<i>877* тыс. км² – площадь распространения ММГ в округе</i>					
Свердловская область	194	1%	2 530	-	-
Тюменская область (без ХМАО и ЯНАО)	160	0.2%	1 256	11248	0,3
Ханты-Мансийский автономный округ – Югра (ХМАО)	535	36.6%	4 563	210755	32.1
Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО)	769	99.2%	3 101	63300	557
<i>Сибирский федеральный округ</i>					
<i>2980* тыс. км² – площадь распространения ММГ в округе</i>					
Республика Алтай	93	82.9%	59	-	-
Алтайский край	168	2.2%	631	-	-
Иркутская область	775	87.9%	1 546	17317	3
Кемеровская область	96	12.5%	1 110	-	-
Красноярский край	2 367	84.6%	2 692	20237	8.1
Республика Тыва	169	99.8%	79	-	-
Республика Хакасия	62	57.8%	256	-	-
<i>Дальневосточный федеральный округ</i>					
<i>6227* тыс. км² – площадь распространения ММГ в округе</i>					
Амурская область	362	88.1%	413	-	-
Республика Бурятия	351	88.9%	286	-	-
Еврейская автономная область	36	10.7%	57	-	-
Забайкальский край	432	99.7%	365	-	-
Камчатский край	464	67%	280	12	0.3
Магаданская область	462	99.1%	213	-	-
Приморский край	165	2.2%	1 067	-	-
Республика Саха (Якутия)	3 103	98.9%	1 110	16172	8
Сахалинская область	87	4.2%	1 173	18348	33.5
Хабаровский край	788	76.5%	803	-	-
Чукотский автономный округ	738	96.8%	95	-	0.1

* Учитывается вся территория криолитозоны.

Также разработан проект спутниковой системы геотехнического контроля (мониторинга) объектов топливного энергетического комплекса, в том числе для целей отслеживания технического состояния всех объектов капитального строительства компаний ТЭК в

криолитозоне страны. В настоящий момент выборочные данные приобретаются у коммерческих операторов иностранных спутников группировок, осуществляющих дистанционное зондирование Земли. Для достижения данной цели составлено техническое задание на спутниковую систему геотехнического контроля для ТЭК. Такая система на порядок увеличит достоверность и объем данных геотехнического мониторинга, сократив при этом затраты компаний на создание и содержание традиционных систем геотехнического мониторинга.

Система мониторинга ММГ в ТЭК обеспечит через 5–7 лет, по мере накопления системных данных, возможность достоверного прогноза изменения состояния ММГ в среднесрочной перспективе 10–50 лет и долгосрочной свыше 50 лет, снимет ограничения в обмене данными по фоновому и геотехническому мониторингу внутри ТЭК, в пределах регионов и на федеральном уровне. Система государственного мониторинга вечной мерзлоты при надлежащем ее исполнении может существенно снизить, а в ряде случаев полностью исключить риски освоения Арктических территорий РФ.

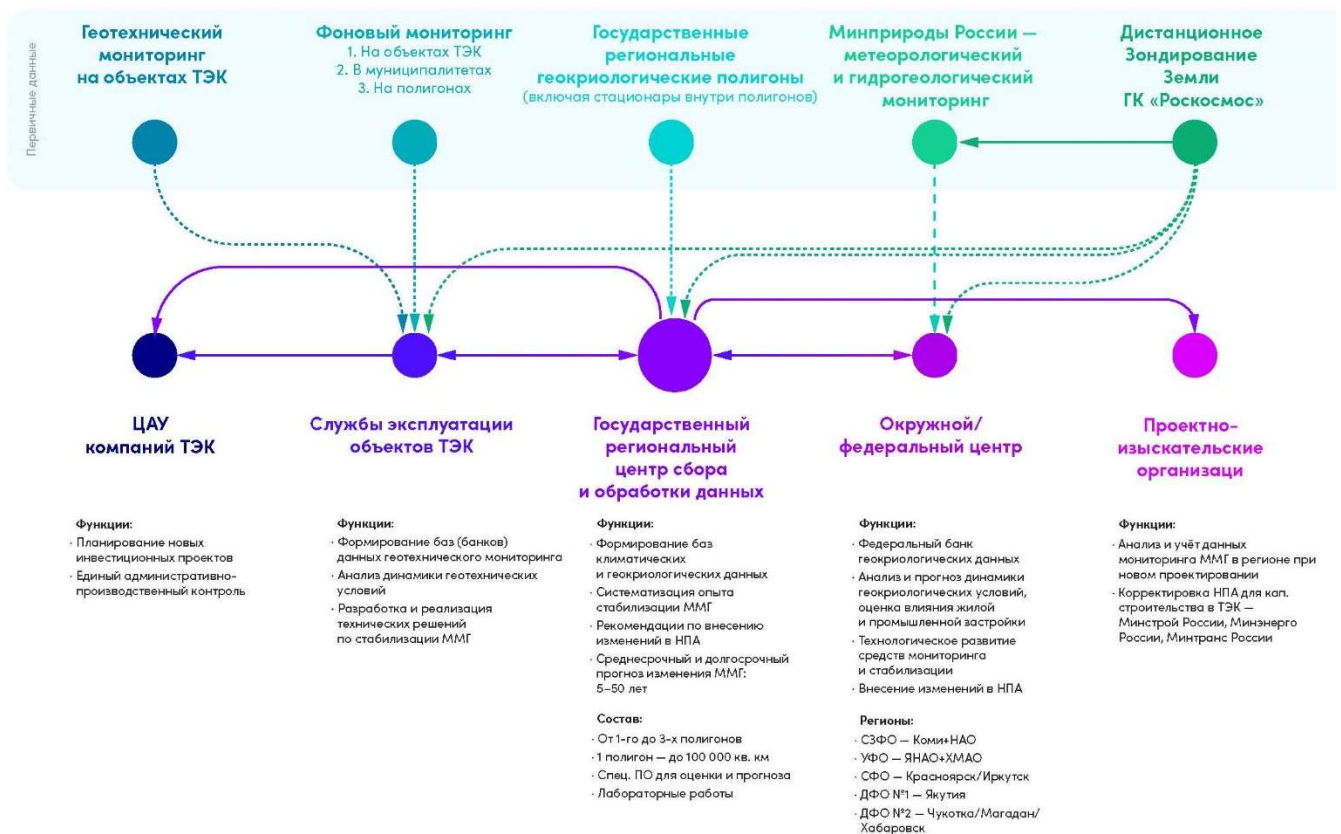


Рисунок 41 – Общая схема мониторинга ММГ в ТЭК

3.17. Высокотехнологичное машиностроительное производство⁹⁹

На первых этапах разработки нефтяного месторождения зачастую целесообразна фонтанная добыча, позднее скважины переводятся на механизированный способ добычи различными методами: газлифтным способом, установками штанговых глубинных насосов (УШГН), установками электропогружных винтовых насосов (УЭВН), установками электроприводных центробежных насосов (УЭЦН) и др.

На протяжении последних лет рынок механизированной добычи растет в среднем более чем на 10% в год. 65% рынка приходится на Северную Америку, Россия вместе со странами Европы, Африки и Центральной Азии занимает второе место по совокупным затратам на услуги механизированной добычи. По количеству скважин, оборудованных УЭЦН, Россия прочно удерживает первое место в мире и в перспективе будет наращивать превосходство по причине геологических и, соответственно, эксплуатационных характеристик отечественных месторождений. На российском рынке УЭЦН занимают доминирующее положение, с их помощью добывается более 80% российской нефти.

Идея построить завод по производству ступеней электроприводного центробежного насоса для добычи нефти возникла по ряду причин, одна из основных – высокая себестоимость перевода существующих производств на выпуск высокотехнологичной продукции. Основной целью проекта было значительное снижение себестоимости продукции и сроков выполнения заказа.

Основной продукцией данного производства являются высокоэффективные ступени радиального и вихревого типа – колесо рабочее и аппарат, направляющий для сборки секции УЭЦН.

Литейные технологии и машинная обработка довольно консервативны, нет экономически эффективных прорывных решений, которые могли бы принести успех проекту без инновационных технологий. Высокая эффективность за счет внедрения интеллектуальной роботизированной автоматизации в сочетании с новыми технологическими производственными процедурами стали ключом к успеху.

Высокотехнологичное машиностроительное производство скважинного оборудования для добычи нефти успешно работает более трех лет в особой экономической зоне промышленно-производственного типа «Липецк». Общие инвестиции в проект составили 3,8 млрд руб.

⁹⁹ Жданеев, О. В. Новый подход к развитию высокотехнологичного производства и разработки нефтегазовой продукции посредством локализации / О.В. Жданеев // Разведка и охрана недр. – 2018. – № 8. – С. 37-44.

Благодаря созданному заводу удалось на 100% локализовать производство высокотехнологичных УЭЦН в России.

Созданное предприятие с первого дня работы отвечает следующим требованиям: технологическое лидерство, максимальная автоматизация и масштабируемость объемов производства. Применены самые современные решения в области автоматизации и роботизации аналогичных производств в мировом масштабе:

- полностью автоматизированный основной литейный цех;
- одна конвейерная линия с ограниченным количеством ручных операций;
- роботизированная чистовая машинная обработка отливок и деталей.

Производство (рисунок 42) включает в себя литейный цех, цех механообработки, лаборатории. Создана комплексная линия для производства не менее 4 000 000 шт. отливок рабочих колес и направляющих аппаратов из легированного чугуна нерезистивным методом литья в стержни с учетом максимальной автоматизации. В цехе механической обработки деталей применяются 33 автоматизированных комплекса. 70% технологических операций производственного процесса автоматизированы и роботизированы.

Особенностью завода является высокая автоматизация технологических процессов, которая повышает эффективность производства и позволяет получить стабильное качество готовой продукции – уровень автоматизации завода в 5 раз выше среднего по России в литейном производстве. В результате совместной работы более чем с двадцатью ведущими производителями технологического оборудования и проектных решений из двенадцати стран были внедрены современные автоматизированные и роботизированные решения (Приложение П).

Завод стал самым роботизированным предприятием на территории России: 20% работников производства составляют роботы, которые выполняют 70% всех операций. Создана заводская платформа для внедрения элементов Индустрии 4.0, которая позволила получить первое интеллектуальное литейное производство – внедрено порядка 10% годового потребления промышленных роботов в России, комплексная цифровая платформа управления предприятием, аддитивные технологии.

Доля российского предприятия, производителя инновационных УЭЦН по полному циклу, с запуском завода увеличилась на внутреннем рынке с 10 до 17%, в том числе за счет снижения себестоимости производства колес УЭЦН с повторяющимся качеством на принципиально новом для промышленности страны в целом инновационном производстве при достижении 97% локализации УЭЦН по всей цепочке от сырья до конечной сборки.

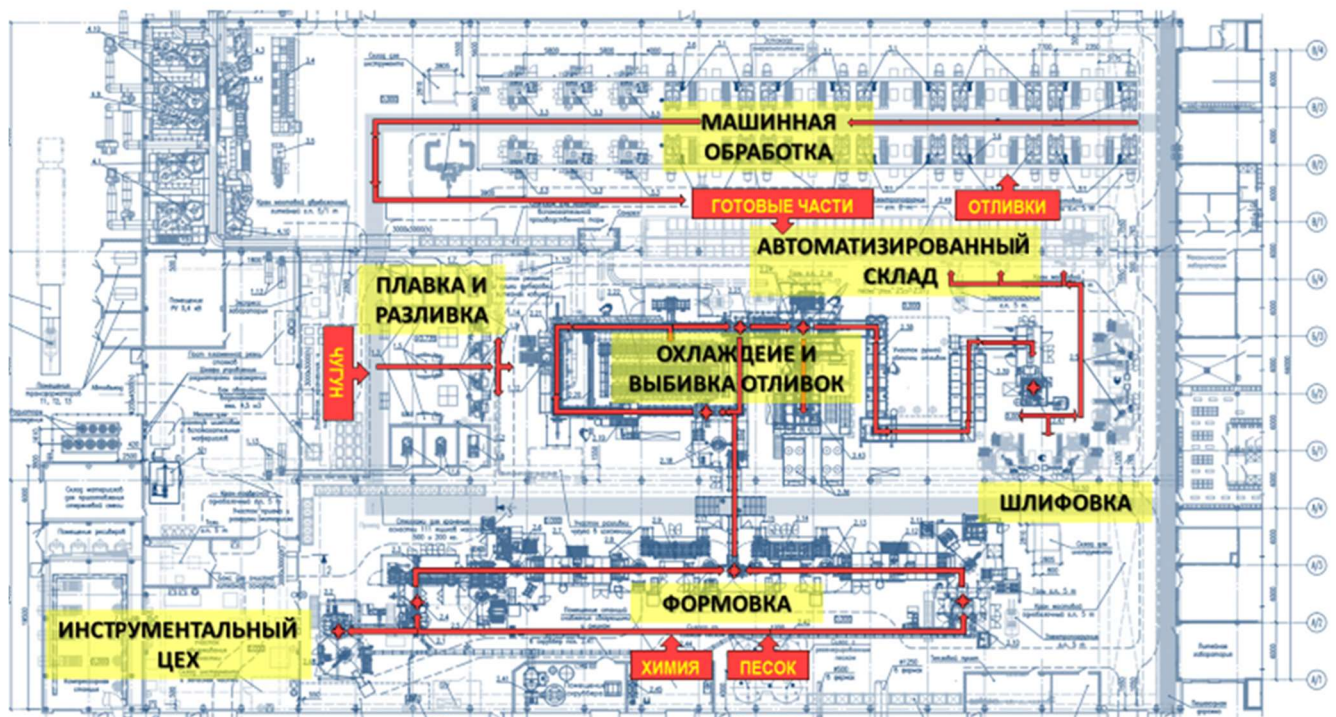


Рисунок 42 – План-схема расположения оборудования на высокоавтоматизированном производстве

3.18. Выводы по главе 3

Решён ряд сложных и нетривиальных производственных задач, прежде всего в интересах обеспечения независимости экономики вместе с созданием новых технологических ориентиров для рынка ТЭК внутри страны. Ключевую роль в данных работах сыграла прикладная наука и её прямая связь с исторической фундаментальной научной базой страны и непосредственно производством. Практически доведено до определённого значительного результата 17 научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ - проектов, дополнительно не менее трёх десятков проектов, в соответствии с приоритетами развития топливно-энергетического комплекса находятся в начальной стадии реализации или готовятся к реализации.

Для решения краткосрочных задач импортозамещения, импортоопережения по нефтегазовому оборудованию стоит выделить проекты по созданию немагнитой стали для компоновки низа буровой колонны, акселерометров для скважинного оборудования, твёрдосплавных резцов для породоразрушающего инструмента, флота гидравлического разрыва пласта и аппаратного комплекса для мониторинга хлорорганических соединений и созданию высокотехнологичного машиностроительного производства.

В целях среднесрочного и долгосрочного развития, для обеспечения лидерства России на нефтегазовых рынках за горизонтом в пять-десять лет были реализованы проекты по ледостойкой мобильной буровой установке, буровой установке 2.0, КНБК и испытательных полигонов, системе метрологического обеспечения геофизических исследований скважин.

Для постепенного системного обеспечения энергоперехода отечественного ТЭК создана пилотная система накопления электрической энергии с основной целью повышения энергоэффективности опасных производственных объектов и снижению выбросов парниковых газов от электрогенерирующих установок, также для повышения энергоэффективности прежде всего жилищно-коммунального хозяйства разработан проект интеллектуального прибора учёта, создан IGBT модуль, применяемый в силовой электронике для возобновляемых источников энергии и в электротранспорте.

В целях обеспечения лидерства России в технологиях энергоперехода создана Технологическая стратегия развития водородной отрасли Российской Федерации на период до 2035 года, в том числе подготовлен ряд проектов по оборудованию и технологиям для зарождающихся в стране водородной энергетике, системам улавливания, хранения и использования углекислого газа.

Для предупреждения вызовов, обусловленных меняющимся климатом, разработана принципиальная система мониторинга многомерзлотных грунтов, что особенно актуально для России, 65% территории которой представляют собой криолитозону, разработана принципиальная схема мониторинга парниковых газов.

Глава 4 Кадровая политика в ТЭК в условиях четвертого энергоперехода¹⁰⁰

Рассматривая вопрос кадровой политики ТЭК Российской Федерации, необходимо принять во внимание текущую мирополитическую обстановку, получившую дополнительный импульс развития в 2022 г. По словам президента Российской Федерации В.В. Путина, ренессанс междудержавного взаимодействия и провозглашение суверенности в качестве основного атрибута государства обуславливает необходимость укрепления технологической независимости национального энергетического комплекса, неразрывно связанного с осуществлением четвертого энергоперехода.

По словам председателя комитета Госдумы по экономической политике М.А. Топилина, импорт из западных стран в некоторых отраслях российской экономики достигает 90%, что в условиях нарастающего санкционного давления ставит под угрозу функционирование всей национальной системы. В связи с этим переход к политике обеспечения технологического суверенитета является сегодня одной из наиболее приоритетных задач.

Неотъемлемой составной частью обеспечения технологической независимости является кадровый потенциал. Кадровая политика в части технологического развития ТЭК сталкивается с рядом проблем, решение которых благотворно скажется на сохранении за отечественным ТЭК позиций технологического лидера, полностью адаптированного к вызовам энергоперехода.

Осуществление подобных мер укрепит энергетический суверенитет России, ускорив инновационное развитие энергетического сектора за счет создания новых рабочих мест, внедрения перспективных специализаций, повышения квалификации и подготовки необходимого кадрового состава.

4.1. Ключевые вызовы и предложения по развитию кадрового потенциала в ТЭК РФ

Перечень ключевых вызовов кадрового обеспечения в ТЭК Российской Федерации и мер их преодоления схематично представлен на рисунке 43.

¹⁰⁰ Жданеев, О. В. Кадровое обеспечение топливно-энергетического комплекса Российской Федерации в условиях энергоперехода : монография / О.В. Жданеев, А.А. Серегина. – DOI 10.12737/1865411 – Текст : электронный // М.: ИНФРА-М. – 2022. – 287 с.

Перечень ключевых вызовов развитию кадрового потенциала и мер по их преодолению для ТЭК России

?	Рост эмиграции ученых и высококвалифицированных специалистов за рубеж
✓	Увеличение доли расходов на гражданскую науку из средств федерального бюджета на уровне не ниже 3% от ВВП
?	Отсутствие у будущих энергетиков достаточных компетенций в сфере IT-технологий, необходимых для цифровизации ТЭК в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации №3924-р от 28 декабря 2021 г.
✓	Замена в ряде случаев в профильных вузах курсов аналоговой электроники на учебные модули о современных IT-технологиях в энергетике
?	Дефицит специалистов в областях STEM (Science, Technology, Engineering, Mathematics)
✓	Финансирование Правительством Российской Федерации инициатив по поддержке STEM-образования для повышения квалификации сотрудников инженерного звена
?	Дефицит образовательных программ, актуализированных под запросы модели «бизнес и технологии 4.0»
✓	Формирование центров концентрации наукоемких технологий, научных разработок и ориентированных на практические потребности ТЭК инноваций
?	Институциональная необеспеченность непрерывного образования в цикле «школа — учреждение среднего специального образования — вуз — институты дополнительного профессионального образования»
✓	Поддержка в финансировании и увеличение числа программ непрерывного образования. По примеру действий с 2005 г. программы ОАО НК «Роснефть» «Школа — вуз — предприятие»
?	Наличие гендерного дисбаланса, который определяется как законодательными барьерами, так и традиционной спецификой отрасли, не уделяющей должного внимания к раскрытию потенциала женщин (доля женщин на 2020 год в нефтегазовой отрасли России: 27,7%, отрасль электроэнергетики — 25,7%; угольная отрасль — 25,2%)
✓	Определение и разработка со стороны заинтересованных федеральных органов исполнительной власти пакета стимулирующих мер в Налоговом кодексе РФ в целях регулирования равенства работников ТЭК
✓	Существенная доработка гл. 41 Трудового кодекса РФ и инициирование принятия законопроекта с целью конкретизации порядка реализации и практических процедур применения норм, содержащих льготы для работниц с семейными обязанностями
?	Отсутствие взаимодействия фундаментальной академической науки и практико-ориентированного образования
✓	Поддержка инжиниринговых центров с целью стимулирования использования производственными предприятиями потенциала российских высших учебных заведений и научных учреждений для развития наукоемкого производства и стимулирования инновационной деятельности в российской экономике

Рисунок 43 – Перечень ключевых вызовов для развития кадрового потенциала и мер по их преодолению для ТЭК России

4.2. Контур перспективных профессий в ТЭК РФ

В средне- и долгосрочной перспективе контур необходимых ТЭК профессий может выглядеть следующим образом:

- 1. В области солнечной энергетики ТЭК для удержания темпов развития потребуются:**
 - специалисты по оценке ресурсов и оценщики уровня инсоляции территорий, консультанты по земельному развитию;
 - инженеры-разработчики проектов, строительные инспекторы;
 - аналитики в сфере изучения атмосферы и метеорологи.
- 2. Для обеспечения развития сектора ветроэнергетики ТЭК потребуются:**
 - инженеры (по НИОКР (компьютеры, электрика, экология, механическая, ветроэнергетическая конструкция), инженеры-программисты, инженеры-технологи, инженеры-строители, инженеры-механики, инженеры-электрики);
 - специалисты в сфере логистики, закупок, маркетинга;
 - разработчики моделей, аналитики данных.

Наиболее востребованной в секторе гелиоэнергетики профессией будет установщик солнечных фотоэлектрических (PV) систем.

3. Для сохранения конкурентных преимуществ гидроэнергетической отрасли ТЭК потребуются в большом количестве:

- инженеры-механики, инженеры-наладчики и электрики, инженеры-электрики, инженеры по эксплуатации и техническому обслуживанию;
- менеджеры проектов, бизнес-разработчики, специалисты по устойчивому развитию;
- квалифицированные рабочие-строители (операторы тяжелой техники, сварщики, слесари и др.), строительные рабочие, транспортные рабочие.

4. В области геотермальной энергетики ТЭК будут необходимы:

- руководители геотермальных станций;
- геотермальные инженеры, инженеры по измерениям и контролю;
- сварщики, сантехники, электрики.

5. В области производства биомассы ТЭК требуются:

- ученые-агрономы, менеджеры по производству биомассы;
- инженеры-разработчики и конструкторы, технические специалисты;
- селекционеры и лесники, рабочие сельского и лесного хозяйства.

6. Потребности в кадрах водородной энергетики:

- специалисты по производственному контролю, специалисты по охране труда, специалисты по охране окружающей среды;
- инженеры-конструкторы в области химического машиностроения, инженеры-проектировщики в области химического промышленного строительства, инженеры-электротехники, инженеры-электрики, инженеры-химики, ведущие инженеры и инженеры-технологи в области холодильной или криогенной техники с опытом работы на моделирующих технологических процессах в программных комплексах.

7. В области энергоэффективного строительства ТЭК требуются:

- кадры, занятые энергоэффективными изоляционными работами, покрытием полов, потолков и стен изоляционными материалами (стекловолокно, минеральная вата, целлюлоза, пена).

• кадры по установке, обслуживанию и ремонту систем отопления и кондиционирования воздуха в жилых, коммерческих и промышленных помещениях для повышения энергоэффективности зданий.

Наибольшая потребность в иных высококвалифицированных кадрах ТЭК с высшим образованием приходится на направление подготовки «электро- и теплоэнергетика» с квалификацией бакалавр и магистр. Вторым основным направлением подготовки во всех трех

квалификационных группах является «прикладная геология, горное дело, нефтегазовое дело и геодезия».

4.3. Ключевые направления подготовки высококвалифицированных кадров

До 2026 г. ежегодно в среднем общее количество кадров по программам бакалавриата, магистратуры и специалитета должно составить более 8 тысяч человек.¹⁰¹ (рисунок 44).

Направления подготовки высококвалифицированных кадров,
% от общего числа специалистов



Рисунок 44 – Направления подготовки высококвалифицированных кадров, % от общего числа специалистов

Для сохранения энергетической независимости и повышения эффективности, актуализация профессиональных стандартов должна происходить с учетом необходимости разработки, реализации и использования следующих технологий¹⁰²:

- турбины газовые;
- электронные компоненты для оборудования систем АСУ ТП, РЗА и ПА;

¹⁰¹ Жданеев, О. В. Кадровое обеспечение топливно-энергетического комплекса Российской Федерации в условиях энергоперехода : монография / О.В. Жданеев, А.А. Серегина. – DOI 10.12737/1865411 – Текст : электронный // М.: ИНФРА-М. – 2022. – 287 с.

¹⁰² Жданеев, О. В. Вызовы для энергосектора России до 2035 года / О.В. Жданеев, С.С. Зуев. – DOI 10.46920/2409-5516_2020_3145_12 – Текст : электронный // Энергетическая политика. – 2020. – №. 3 (145). – С. 12-23.

- программное обеспечение для систем АСУ ТП, систем управления: системы планирования ресурсов предприятия (ERP системы), системы управления активами (EAM системы) и др.;
- системы накопления и хранения электрической энергии;
- электронные компоненты для оборудования систем учета электроэнергии: приборы учета, устройства сбора и передачи данных;
- компоненты для технологий цифровой трансформации: «умный» дом (Smart House), «умные» сети (Smart Grid), «умный» город (Smart City).

Закрытие кадровых потребностей отечественного ТЭК, в том числе обеспечение равного доступа специалистов обоего пола к энергетическим специальностям (в особенности новым), с точки зрения технологического суверенитета поспособствует созданию предпосылок для притока новых технологий и участию российских специалистов и компаний в продвижении своих подходов на международных площадках, включая конкретные технологические требования.

В условиях нарастающего санкционного давления достижение технологической безопасности представляется наиболее острым вопросом, от которого зависит сохранение государственного суверенитета. Целостность отечественной системы экономического развития не может зависеть только от решений иностранных институтов.

В отечественном ТЭК возрастает потребность в кадрах с квалификацией 5–6-го разряда (рабочий и производственный персонал). Однако 29% предприятий вынуждены соглашаться с менее высокими квалификациями сотрудников, в связи с чем данную ситуацию следует признать неудовлетворительной и как следствие тормозящей темпы технологического обновления в отрасли, подрывающей конкурентоспособные преимущества Российской Федерации на международной арене.

Изложенные меры будут способствовать становлению специалистов высокой и высшей квалификации, поскольку 76% открывающихся вакансий в ТЭК рассчитаны именно на подобные кадры (менеджеры: по инновационному развитию, проектированию и строительству в условиях Крайнего Севера; специалисты: по проектированию на шельфовых месторождениях, эксплуатации автоматизированной системы управления ледовой обстановкой; инженеры и операторы роботизированных систем). Согласно текущей структуре занятости, кадры с высшим профильным образованием составляют лишь 14% рабочей силы, рабочие со средним образованием – 72%.

Предложенные меры по развитию кадрового потенциала в ТЭК позволят, во-первых, ликвидировать «кадровый голод» и повысить производительность труда, во-вторых, повысить компетенции персонала в работе с традиционными и новыми энергетическими технологиями.

Без данного условия сохранение за Российской Федерацией конкурентных преимуществ в перспективе до 2050 г. будет весьма затруднено.

4.4. Предложения по закрытию кадрового дефицита в ТЭК РФ

Решение части кадровых вопросов и вопросов обеспечения технологического развития возможно посредством выстраивания более тесного МНТС с дружественными странами в рамках интеграционных объединений: БРИКС, ШОС, ЕАЭС. Участники данных организаций зарекомендовали себя в качестве надежных партнеров для Российской Федерации, а результаты совместной работы получили положительную оценку. Установление сотрудничества с зарубежными научно-исследовательскими институтами создаст дополнительный импульс развития передовых научных технологий.

Для более предметного понимания развития МНТС в ТЭК были выделены ключевые уровни^{103, 104}:

1. Наднациональный уровень реализации. Примером может стать научно-техническое сотрудничество Российской Федерации в рамках БРИКС, ШОС и ЕАЭС.
2. Государственно-частный уровень реализации. Предполагает заключение СПИК. Данная организационно-правовая форма предполагает передачу лицензии, научно-технических разработок, последующую эксплуатацию инновационного продукта и одновременно регулирует экспорт и трансфер технологий, полученных в результате межгосударственной научной кооперации. Посредством заключения подобных контрактов будет разрешаться проблема обеспечения и обновления материально-технической базы для подготовки необходимых специалистов ТЭК.

Ежемесячно на основании постановления Правительства Российской Федерации № 319 от 21 марта 2020 г. Минэнерго РФ проводится экспертиза технологических решений, которые впоследствии могут быть отнесены к современным и стать одним из направлений сотрудничества в рамках укрепления кадрового потенциала российского ТЭК.

Более того, в целях укрепления материально-технической базы для подготовки кадрового потенциала следует рассмотреть тематическую структуру запатентованных российскими

¹⁰³ Жданев, О. В., Серегина А.А. Векторы технологической кооперации БРИКС в ТЭК Часть 1 / О.В. Жданев, А.А. Серегина. – DOI 10.34286/1995-4646-2021-76-1-7-17 – Текст : электронный // Международный технико-экономический журнал. – 2021. – №. 1. – С. 7-17.

¹⁰⁴ Жданев, О. В., Серегина А.А. Векторы технологической кооперации БРИКС в ТЭК. Часть 2 / О.В. Жданев, А.А. Серегина. – DOI 10.34286/1995-4646-2021-77-2-7-22 – Текст : электронный // Международный технико-экономический журнал. – 2021. – №. 2. – С. 7-22.

резидентами как в России, так и за рубежом технических новаций. Значительное увеличение патентной активности наблюдается в областях IT и компьютерных технологий, современных полупроводников, микроструктурных и нанотехнологий. Именно на эти направления предлагается сделать особый упор и направить дополнительное финансирование в рамках ранее предложенной меры по увеличению доли расходов государственного бюджета на НИОКР до 3% от ВВП. Инновационные технологии, разработанные в результате роста патентной активности, лягут в основу модернизации материально-технического обеспечения образовательных учреждений для подготовки кадров ТЭК.

Совершенствование отечественной материально-технической базы возможно посредством создания разномасштабных проблемных научно-технических учреждений. Перед каждым из них будет поставлена конкретная проблема, актуальная на период исследования. Структура данных научно-технических учреждений включает в себя: научно-исследовательские институты, лаборатории, конструкторские бюро, опытные заводы и др. Для успешной организации работы и повышения продуктивности каждое из них будет носить временный характер (от нескольких месяцев до нескольких лет), иными словами, после решения поставленной задачи будет упразднено. Временный характер подобных учреждений позволяет оперативно образовывать их в тех районах, где данная проблема стоит наиболее остро. Более того, предложенное решение не потребует вложения крупных средств.

Параллельно с этими проблемными научными организациями целесообразно создание НИИ при вузах, созданных крупными отраслевыми компаниями, которым будут переданы все необходимые средства и современное оборудование, произведенное данным мейджером. Работа НИИ будет тесно связана с учебным процессом и в то же время с выполнением исследовательских заданий предприятий и последующей обратной передачей инновационных разработок. Таким образом, НИИ при вузах будут способствовать формированию кадров с необходимыми компетенциями и укреплять технологическую безопасность отечественного ТЭК, образуя самообеспечивающийся замкнутый цикл.

Как было обозначено ранее, создание материальной базы обуславливает необходимость установления расходов на НИОКР на уровне примерно 3% от валового государственного дохода.

Для совместной координации кадровой политики в условиях Энергоперехода РФ в рамках механизмов БРИКС целесообразно сосредоточиться на следующих мерах:

- Создание межправительственного органа управления развитием компетенций непосредственно в энергетике. Подобная координирующая структура должна аккумулировать представление конечных пользователей (компаний ТЭК) и поставщиков образовательных решений (энергетических и инженерно-технических вузов) о

требованиях и ожиданиях от индустрии 4.0 в каждой из стран БРИКС с учетом их страновых компетенций (рисунок 45). Орган будет отвечать за оценку текущего состояния и ожидаемый прогресс от внедрения новых технологических решений и компетенций при Энергопереходе на всем пространстве БРИКС. На основе оценки орган будет разрабатывать набор рекомендаций, касающихся необходимых изменений в учебных программах и методологических решениях проблемы по привитию отраслевых навыков энергетикам и координировать спрос на новые компетенции со стороны компаний ТЭК на различных этапах внедрения индустрии 4.0. Управляющий орган будет отвечать за координацию с национальными ведомствами по развитию современных энергетических навыков для отслеживания достигнутого прогресса и мониторинга результатов. Таким образом, будет облегчен перекрестный обмен компетенциями, гармонизировано профессиональное обучение и проанализированы проблемы, с которыми сталкиваются страны БРИКС при развитии современных навыков в энергетике.

- Активное привлечение экспертов и консультантов из энергетической промышленности к развитию технологических навыков и компетенций кадров. Следует также приложить усилия для продвижения на всем пространстве БРИКС системы дуального обучения и наставничества. Это позволит студентам энергетических специальностей соединять практикумы с изучаемой теорией, что благотворно скажется на их последующем трудоустройстве в компаниях ТЭК.



Рисунок 45 - Компетенции и потребности ТЭК стран-членов БРИКС

- Создание координирующего органа, который будет отвечать за разработку контента для обучения профессиональным навыкам, связанным с Энергопереходом. Содержание подобного курса может быть загружено в облачные хранилища с помощью цифровых технологий и распространено среди студентов стран БРИКС. Создаваемый контент позволит учесть сильные энергетические компетенции и имеющийся технологический опыт каждой из стран-участниц, что усилит энергонеизависимость целого объединения.
- Налаживание международного сотрудничества в совместном обучении преподавателей или наставников для энергетических факультетов и компаний ТЭК. Между энергетическими вузами в БРИКС возможны программы студенческого и академического обмена вроде Erasmus Mundus, существующей в ЕС. Участвующие в программах обмена инструкторы, лекторы, молодые ученые и студенты-энергетики должны ознакомиться с образовательными, промышленными и IT-решениями в ТЭК принимающих стран.
- Совместное проведение среди энергетиков BRICS Skills как аналога WorldSkills. BRICS Skills представлял бы собой ежегодное соревнование для лучших молодых энергетиков из пяти стран-участниц. Его целью является продвижение технических и передовых управленческих компетенций в ТЭК среди граждан стран-участниц путем повышения квалификации специалистов. BRICS Skills следует сосредоточить на обмене компетенциями в таких аспектах индустрии 4.0, как мехатроника, аналитика данных, цифровизация энергетики, ВИЭ, водородные и биотопливные технологии и т.д.
- Снятие барьеров в виде прохождения дополнительных сертификационных программ для мигрирующих в пространстве БРИКС энергетиков. МНТС и трудовые миграции кадров ТЭК будут облегчены, если БРИКС позаимствует опыт ЕС, который создал Общеввропейскую квалификационную структуру (EQF) в качестве органа по признанию национальных квалификаций европейских стран между собой. Данное решение также мотивирует персонал энергокомпаний на протяжении всей трудовой биографии проходить дополнительное обучение и приобретать знания и навыки уровнем не ниже, чем в других странах БРИКС.
- Сотрудничество в разработке квалификационных стандартов для представителей энергетических профессий. Эта мера не только поддержит кадровую мобильность из одной страны БРИКС в другую, но и даст энергетикам возможность продолжить образование для следующего квалификационного уровня, избегая повторения ранее изученного материала. В этом учитывается не только помощь странам-участницам в стандартизации профессиональных стандартов в энергетике, но и предпосылка к формированию единого образовательного пространства для нужд ТЭК стран БРИКС.

При осуществлении подготовки кадров для энергетики в рамках интеграционного объединения ШОС рекомендуется учесть следующие направления:

- Целесообразно установить язык учебных программ по международным направлениям подготовки в вузах-членах Университета ШОС. Должна быть разработана единая методика перевода специальной энергетической и технологической терминологии.
- На базе ведущих национальных университетов РФ, встроенных в схемы сетевых университетов ШОС, потребуется открытие дополнительных специализаций и программ магистратуры, связанных с технологическим форсайтом, прогностикой и профессиональным предвидением стратегий развития национальных экономик в условиях Энергоперехода. В основу может быть положен имеющийся опыт соответствующих программ МГУ им. Ломоносова и Высшей школы экономики, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.
- Согласование перечня совместных магистерских программ энергетических вузов-партнеров, реализация которых будет происходить на базе Университета ШОС. В таком случае магистры-энергетики из партнерского вуза одной страны ШОС смогут обучаться в течение одного или двух семестров в магистратуре другого вуза-партнера, расположенного в союзном государстве.
- Документальным подтверждением прохождения обучения в вузе-партнере должна стать академическая справка, в которой указана согласованная между странами ШОС номенклатура энергетической специальности, перечень пройденных дисциплин, их емкость в кредитах и/или академических часах, проставленные оценки. Опорой для этого может стать таблица соответствия образовательных систем стран-участниц, предложенная рабочей группой ШОС по направлению «Энергетика» в 2010 г.
- Итоговая аттестация по программам энергетических магистратур Университета ШОС должна осуществляться материнским образовательным учреждением. Ей же отдается прерогатива в определении условий зачисления на магистерскую программу и правил защиты диссертации. Однако в данном случае за научными консультантами и экспертами-энергетиками из вуза принимающего государства ШОС должно быть закреплено право доступа к защите диссертаций.
- Между национальными центрами подготовки энергетиков должны быть отлажены процедуры оценки подготовленности кандидатов на участие в международных магистерских программах. Вузам как в принимающем, так и в отправляющем государстве ШОС нужно предварительно согласовывать последовательность освоения профильных предметов в энергетической магистратуре. Наиболее эффективной инвестицией в будущие кадры для ТЭК в этом смысле является забота о том, чтобы обучение в

Университете ШОС проходили студенты с выдающейся предшествующей академической успеваемостью на бакалаврских программах.

- Целесообразно учредить НИИ энергетики и энергополитики ШОС, в рамках которого преподавание энергетических дисциплин, фундаментальные и прикладные научные изыскания в области энергетики сочетались бы с евразийским и центрально-азиатским контекстом и стратегиями коллективной энергетической безопасности стран-участниц.

При осуществлении подготовки кадров для ТЭК РФ в рамках ЕАЭС целесообразно учесть следующие рекомендации:

- Подготовку энергетиков уместно совмещать с интерактивным обменом современными технологическими компетенциями между странами-участницами. Востребовано дистанционное обучение в формате тематических онлайн-семинаров, авторских курсов и модулей. Безотрывное от работы обучение позволяет энергетикам мгновенно проводить анализ применимости приобретаемых компетенций к технологическим или управленческим потребностям энергокомпаний, в которых они трудоустроены. Дистанционное образование или обмен передовыми компетенциями, ставшие особенно востребованными в условиях пандемии COVID-19, требует: разработки программ тематических семинаров; создания электронных обучающих платформ; выстраивания учебного процесса онлайн; оценивания уровня приобретаемых компетенций; сертификации лиц, прошедших профессиональную подготовку.
- Следует внедрить те же меры, благодаря которым в интеграционном пространстве ЕС удалось выдержать единый курс подготовки кадров для ТЭК: общие стандарты в сфере энергетического образования; сетевые университеты и институты непрерывного образования; механизмы академической мобильности для лекторов и студентов-энергетиков; совместные программы магистратуры и повышения квалификации; общее руководство диссертационными исследованиями; механизмы международных научно-инновационных проектов.
- Необходимо применить на всем пространстве ЕАЭС эффективную европейскую модель дуального образования и шире – взаимосвязи вузов с энергокомпаниями. На индивидуальном уровне у энергетиков возможность работать на крупных проектах энергетического бизнеса в рамках ЕАЭС будет способствовать развитию новых компетенций.
- Принять единые подходы к международному ранжированию энергетических вузов стран-участниц, в том числе перейти к сетевой модели составления их рейтингов, независимой экспертизе качества учебных программ и степени подготовленности выпускаемых на рынок энергетиков.

- Создать единое кадровое пространство по образцу аналогичных инициатив ЕС. Для этого по всему ЕАЭС должно осуществляться вертикальное карьерное движение, что даст возможность энергетикам реализовывать себя не только в собственных странах. Должны быть обеспечены общие критерии оценки профессиональной компетентности энергетиков и гармонизированы программы их подготовки в вузах. Национальные юрисдикции стран-участниц будут унифицированы в части требований и стандартов учета компетенций в ТЭК.
- Интегрировать отраслевые запросы предприятий ТЭК всего ЕАЭС в единой информационной базе. Исполнительные структуры ЕАЭС, проводящие учет потребностей компаний ТЭК стран-частниц, смогут обеспечить системное понимание кадровой политики и потенциала ЕАЭС.

В соответствии с Паспортом Стратегии цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса до 2030 года и Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2035 года реализация предложенных мер будет способствовать достижению конкретных отраслевых эффектов:

Экономические эффекты: увеличение доли отечественной продукции в закупках предприятий ТЭК до 85% к 2035 г.; на 10-20% снижение удельных эксплуатационных расходов посредством оптимизации деятельности предприятий, повышения стабильности работы, сокращения простоев на ремонт и увеличения межсервисных интервалов, повышения экономических показателей предприятий, замедления роста тарифов; прирост капитализации предприятий +5% ежегодно за счет улучшения экономики объектов и обеспечения большей прозрачности их функционирования; оптимизация на 20% операционных и капитальных затрат на добычу и переработку нефти и нефтепродуктов; увеличение налоговых поступлений за счет роста КИН для сопоставимых категорий запасов на 20%; к 2030 г. рост производительности труда в отрасли на 20%; к 2030 г. снижение срока окупаемости капитальных вложений на 15% по сравнению с базовым значением; к 2030 г. снижение транзакционных издержек между компаниями/государством на 60%; к 2024 г. сокращение ОРЕХ производственных операций до 5%.

Технологические эффекты: доля созданного на территории РФ инновационного технологического оборудования для отраслей ТЭК к 2035 г. 70–80%; повышение качества работы объектов ТЭК до 97% за счет сокращения числа простоев к 2025 г.; к 2030 г. производство 100 тыс. ед. умных СИЗ в РФ и внедрение их на объекты ТЭК; к 2030 г. производство 50 тыс. ед. датчиков IoT в РФ и внедрение их на объекты ТЭК; доля ключевых организаций топливно-энергетического комплекса, осуществляющих технологические,

организационные инновации к 2024 г. 50%; к 2035 г. – 75%; доля предприятий ТЭК, использующих инновационные производственные технологии к 2024 г., – 14%, к 2035 г. – 20%.

Научно-отраслевые эффекты: доля на мировом рынке ЦД и наукоемкого моделирования в энергетике 5%; доля роботов отечественного производства на общемировом рынке не менее 30%; доля применяемых отечественных отраслевых решений на основе ИИ в портфеле ВИНК не менее 40%.

Производственные эффекты: к 2030 г. снижение на 30% числа происшествий, подвергающих опасности жизнь и здоровье сотрудников; коэффициент использования рабочего времени должен стать как минимум к 2024 г. 86%, к 2035 г. – 90%; охват численности работников основных видов деятельности в энергетике, утвержденных профессиональными стандартами, к 2024 г. 75%, к 2035 г. 100%; отношение затрат на обучение персонала к фонду заработной платы (ежегодно): к 2024 г. 0,7%, к 2035 г. 1%.

Таким образом, сегодня для развития кадрового потенциала в части укрепления технологического суверенитета ТЭК как никогда важно синхронное укрепление нормативно-правовой базы для обеспечения занятости и достойного труда в ТЭК, усиление МНТС в рамках интеграционных объединений БРИКС, ШОС, ЕАЭС, достижение гендерного паритета специалистов, реализация экономической и социальной политики, направленной на расширение экономических прав и возможностей сотрудников ТЭК.¹⁰⁵

4.5. Целевые ориентиры в решении кадрового вопроса в ТЭК РФ

Для практического решения конкретных кадровых вызовов для обеспечения технологического суверенитета, обозначенных на рисунке 5 предлагается ряд системных мер, разделённых по трём блокам (рисунок 46):

1. Начальное образование – до 18 лет;
2. Первое среднетехническое и высшее образование – до 35 лет;
3. Повышение квалификации, переподготовка рабочих и инженерно-технических работников, включая получение второго (третьего) профильного технического образования.

Особое внимание следует уделить созданию и развитию по всем регионам программы детского технического творчества – государственно-частной системы клубов юных техников в системе Министерства экономического развития Российской Федерации. Клуб юных техников должен появиться в каждом муниципалитете с численностью жителей более 1000 человек на

¹⁰⁵ Жданеев, О. В. Гендерный фактор в ТЭК / О.В. Жданеев, А.А. Серегина // Энергетическая политика. 2022. – № 8. – С. 64-77.

базах существующих муниципальных учреждений (Дома культуры), в подавляющем большинстве задействованных не полностью по своему основному назначению, в неиспользуемых по разным причинам детских садах, пустующих административных зданиях или требующих восстановления клубов/станций юных техников и т.д. При этом значительную частью клубов юных техников возможно организовывать на основе государственно-частного партнёрства предоставляя отремонтированные и готовые к эксплуатации помещения, закупая оборудование. Промышленной экспертизой и основными участниками создания сети клубов юных техников по всей стране могут выступить резиденты существующих 45 особых экономических зон и 89 территорий опережающего развития, крупные региональные частные, государственные и оборонные промышленные компании, малый и средний бизнес.

Параллельно необходимо создавать программы по развитию технического творчества в составе уже существующих проектов, таких как АНО «Россия – страна возможностей», «Мастерята», «Российское движение школьников», «ЮНАРМИЯ». А именно активное привлечение к участию в данных проектах промышленных компаний через федеральные и региональные министерства энергетики, промышленности, регионального развития, начиная с самых простых проектов: проведение в школах ежеквартальных, дополнительных к школьным программам уроков введения в профессию непосредственно с привлечением специалистов-практиков, организацию выездов всех классов на промышленные предприятия и объекты региона минимум 2 раза в учебный год для каждого класса, начиная с шестого года обучения в школе.

По второму блоку, при получении первого средне-технического и высшего образования критичным является снятие барьеров по возможности предоставления выступать в качестве приглашённых лекторов и преподавателей практических занятий высококвалифицированных специалистов с предприятий без получения полноценного педагогического образования, но с необходимостью прохождения краткосрочных курсов в 2-3 месяца и последующей возможностью заключения трудовых договоров со среднетехническими и высшими учебными заведениями по проведению лекций и практик в субботние дни или вечернее время. Решение данного вопроса также поможет решить стоящую задачу появления на предприятиях производственного института наставничества с созданием штата персонала с педагогическими компетенциями, навыками работы с молодым коллективом.

Стоит определить отдельную задачу для промышленности и профильных федеральных органов исполнительной власти в обеспечении подведомственных учреждений Минобрнауки России отечественными технологическими и программно-аппаратными обучающими комплексами, лабораторным оборудованием.

Назрела проблема восстановления внутри периметра Минобрнауки единообразной системы институтов повышения квалификации при существующих высших и среднетехнических учебных заведениях для специальностей, актуальных для топливно-энергетического комплекса. При этом система работы таких образовательных учреждений может быть выстроена как на бюджетной, так и платной основе по аналогии с текущей системой среднетехнического и высшего образования.

Опционально возможно, например, в счёт бюджетного переобучения своих среднетехнических и инженерно-технических работников, предоставлять возможность преподавательскому составу университетов и техникумов проходить производственные практики с выездом на производственные объекты, оплатой проезда и проживания.

Для третьего блока кадровых вызовов ТЭК Минобрнауки России предлагается проработать вопрос разработки положения о праве на получение бесплатного второго среднетехнического или высшего образования в очно-заочной, дистанционной форме обучения с возможностью получения учебных отпусков на основном месте работы. При этом возрастной диапазон абитуриентов на второе бесплатное образование определить с 35 до 55 лет.

В третьем блоке также актуальны вопросы повышению квалификации кадров в ТЭК, но уже высококвалифицированных. В сфере ТЭК не хватает образовательных учреждений, аналогичных уровня Дипломатической академии Российской Федерации Министерства иностранных дел, ведущих переподготовку кадров для новых вызовов, в частности технологий энергоперехода, мониторинга и стабилизации мерзоты на объектах ТЭК, цифровизации и т.д., при этом находясь в постоянном практическом обмене преподавательским составом с производством. Данные образовательные учреждения возможно создавать на базе ряда профильных институтов Российской Академии Наук.

Финансирование большинства инициатив предлагается за счёт большего вовлечения компаний ТЭК в решение кадровых вопросов, начиная со школы и внесения изменений в нормативно-правовые акты профильных федеральных органов исполнительной власти, в частности по условиям выделения субсидий промышленным предприятиям, льготных кредитов, лицензий на недропользование.

Координировать данный большой пласт работ по всем трём блокам предлагается через комитет по обеспечению технологического суверенитета Правительства Российской Федерации с получением долгосрочного кадрового заказа на срок до 15 лет от также предлагаемого к созданию проектного офиса генеральных конструкторов в ТЭК Минэнерго России. Через комитет также будет возможно обеспечить системную работу по международному обмену кадрами и компетенциями по созданию инновационных кадров с дружественными странами, прежде всего в рамках БРИКС.

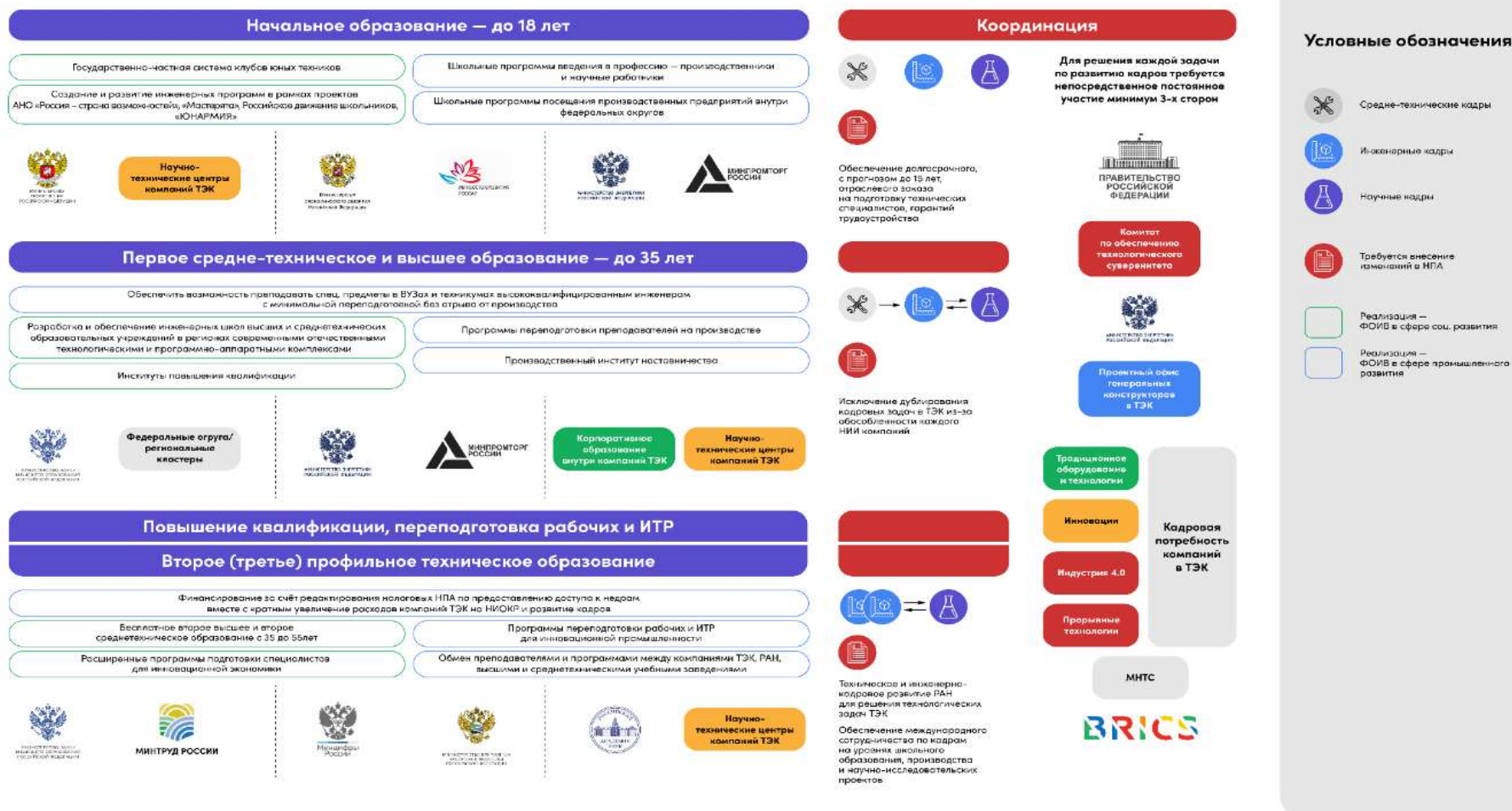


Рисунок 46 - Решение кадрового вопроса для обеспечения технологического суверенитета России

4.6. Выводы по главе 4

Необходимо отметить, что Российская Федерация, прежде всего – это социально ориентированное государство. В связи с этим среди дополнительных мер по секьюритизации отечественного ТЭК в части кадровой политики можно отдельно выделить направление, только набирающее силу, но при этом способное обеспечить конкурентоспособное преимущество для РФ, а именно создание комфортных условий для профессионалов вне зависимости от гендерной принадлежности.

Для решения проблемы дефицита кадров (рост потребности в кадрах фиксируется на отметке 121% в 2021 году сфере «Добыча сырья») в топливно-энергетическом комплексе, необходимо внедрение комплекса мер, включающего приоритетные мероприятия общего характера на каждом этапе реализации отраслевой кадровой политики: от реализации партнерских схем в модели «Школа-вуз-предприятие» при ведомственном содействии, в том числе, в части снабжения современным оборудованием отечественного производства (что позволит обеспечить ежегодный прирост абитуриентов в среднем на 10-20%); уже в процессе трудоустройства - выявлена необходимость создания со стороны энергокомпаний условий для повышения мобильности кадров, включая релокационный пакет и инфраструктурную обеспеченность (что позволит повысить производительность труда на 20%); работающие кадры в ТЭК важно обеспечить непрерывной системой образования по модели WE Qualify, с учетом инициативы BUILD UP Skills (что позволит, в том числе, на 40% сократить временные затраты на ввод в эксплуатацию новых масштабных проектов); уже опытные специалисты в ТЭК должны быть обязательно включены в программы наставничества по обучению и углублению компетенций молодых кадров (что позволит увеличить долю созданного на территории России инновационного технологического оборудования для отраслей ТЭК к 2035 году до 70-80% и обеспечить технологический суверенитет страны). Детальная проработка целевых ориентиров в решении кадрового вопроса в ТЭК РФ позволит отрасли в целом поступательно технологически развиваться.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ¹⁰⁶

Диссертация является законченной научно-квалификационной работой, в которой на основании системного анализа данных о фактическом состоянии отраслей топливноэнергетического комплекса Российской Федерации, установленных зависимостей доли локализации и индекса цифровой зрелости для отраслей ТЭК, результатов моделирования и мониторинга технологического развития реальных промышленных объектов с учетом кадровой политики в ТЭК в условиях четвертого энергоперехода разработана методология формирования стратегии топливно-энергетического комплекса Российской Федерации при создании, внедрении и промышленном использовании российских технологий и техники, обеспечивающих технологическую независимость Российской Федерации в критически важных сферах.

На основании результатов выполненных исследований сделаны следующие основные выводы относительно системных факторов, существенно влияющих на обеспечение базиса технологического развития и технологического суверенитета ТЭК:

1. В Российской Федерации в настоящее время отсутствует единый подход к оценке уровня локализации оборудования для нужд ТЭК, нет объективного понимания, какая методика используется для расчета, что входит в импортную составляющую. В качестве базиса для оценки адекватного уровня локализации и продолжения системной реализации плана технологического развития ТЭК необходимо широкое внедрение разработанной единой универсальной методики расчета уровня локализации продукции, услуг и программного обеспечения, производимых на территории Российской Федерации. В отличие от методики, принятой в Постановлении Правительства Российской Федерации от 17 июля 2015 года № 719, уровень локализации продукции по предлагаемой методике определяют с учетом результатов расчетов по каждой статье затрат, участвующей в цепочке создания стоимости продукции. Для широкого внедрения разработанной единой методики расчета уровня локализации и периодического контроля уровня импортозамещения необходимо создание независимых аудиторских институтов как на федеральном уровне, так и в регионах.

2. В условиях снижения и неопределенности импорта зарубежных технологий, оборудования и сервисных услуг целесообразно создание единого межотраслевого механизма

¹⁰⁶ Жданеев, О. В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации / О.В. Жданеев // Записки горного института. 2022. – № 12. (Scopus)

разработки планов организационно-технических мероприятий по обеспечению непрерывности ведения бизнеса. Наличие такого механизма в сочетании с разработкой программ мероприятий по оперативному реагированию в рамках отдельно взятой компании позволило бы компаниям ТЭК в большинстве случаев в текущей геополитической обстановке легче адаптироваться к изменению устоявшихся логистических цепочек, к нарушению финансовых транзакций, к одностороннему денонсированию договорных отношений, а также к своевременной подготовке планов по альтернативным поставщикам оборудования, сервиса, запасных частей, диверсификации поставщиков по ключевым направлениям, обеспечивающим ведение основного бизнеса.

В электроэнергетике свои собственные системы управления непрерывностью ведения бизнеса внедрили чуть более четверти компаний, в нефтегазовой отрасли – порядка 16%. Но большое число организаций планируют в течение трех-пяти лет выстроить внутренние процессы главным образом из-за реальной опасности киберугроз, в настоящее время прибавилась практическая возможность совершения системных диверсий. Низкие темпы внедрения систем управления непрерывностью ведения бизнеса обусловлены, в частности, отсутствием единых требований со стороны регуляторов. Из-за отсутствия единого механизма и требований к функционированию данных систем, применяемых внутри большинства компаний ТЭК, системы менеджмента непрерывности ведения бизнеса могут формировать некорректное представление о текущей ситуации и перспективах развития в условиях быстро меняющихся мировых экономических и политических реалий. Действующий ГОСТ Р ИСО 22301-2014 «Системы менеджмента непрерывности бизнеса» не удовлетворяет современным требованиям российского бизнеса и практически не применяется.

С целью решения этой проблемы в масштабах государства требуется создание механизма и современной нормативной базы для обеспечения проведения независимого аудита уровня импортозависимости и стресс-тестирования непрерывности функционирования компаний ТЭК, подавляющее большинство которых эксплуатируют или работают на опасных производственных объектах и оперируют критической информационной инфраструктурой.

3. К числу ключевых задач, решение которых обеспечивает создание надежного базиса технологического развития и технологического суверенитета ТЭК, относится консолидация отраслевого спроса. Системная автоматизированная работа по сбору потребностей по единой методике через единое федеральное окно на базе Координационного центра при Правительстве РФ (рисунок 47) позволит одновременно с консолидацией отраслевого спроса унифицировать номенклатуру оборудования, материалов, комплектующих, которые необходимы ТЭК. Без унификации применяемых материалов и комплектующих невозможно достичь широкого внедрения российских разработок в ТЭК в рамках одной страны.

Основой для решения задачи консолидации отраслевого спроса должны быть результаты системного анализа минерально-сырьевой базы и в целом состояния энергетической инфраструктуры Российской Федерации. По проведенной оценке, при продолжении работы государства с научным, инжиниринговым и промышленным секторами ТЭК в рамках существующего формата и процедур, удержание основных показателей ТЭК по результатам 2021 г. к 2035 г. будет сложно реализуемой задачей.

Добыча нефти с максимума в 561,2 млн т в 2019 г. и 524,5 млн т в 2021 г. может снизиться до 490 млн т и ниже при одновременном росте потребления. Для удержания объемов добычи нефти требуется формирование новых центров нефтегазодобычи в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и в Арктической зоне Российской Федерации, в том числе обеспечивающих освоение континентального шельфа Российской Федерации, а также вовлечение в разработку оправданно только за счет новых инновационных видов оборудования и технологий значительного количества запасов ТРИЗ – все это возможно и экономически оправданно только за счет новых инновационных видов оборудования и технологий, которых в настоящее время у России нет.

Добыча газа по результатам 2021 г. составила 762,8 млрд м³. Анализ спроса на газ в мире показывает, что он вырастет примерно на 20% к 2040 г. При этом в условиях текущей научно-технической политики ТЭК добыча газа в России к 2035 г. в лучшем случае достигнет 850 млрд м³, что только на 10% выше текущего показателя.

Снижение добычи нефти и газа повлечет за собой падение нефтесервисного рынка, где сейчас занято более 300 тыс. квалифицированных специалистов.

Суммарный объем добычи угля открытым способом и подземным способом, 326,5 млн т и 113 млн т соответственно в 2021 г., также ждет снижение на 5–10%.

В долгосрочной перспективе до 2035 г. спрос на электроэнергию будет ежегодно расти. Обеспечить положительную динамику предполагается за счет развития возобновляемой энергетики, модернизации существующего неэффективного как угольного, так и газового генерирующего оборудования с увеличением единичной мощности энергоустановок, строительства новых электростанций: ТЭС, АЭС, ГЭС.

Показатели производства электроэнергии за 2021 г.: 1131 млрд кВт·ч, из них ТЭС 54,7%, ГЭС 19,1%, АЭС 19,7%, блок станции 6%, ВИЭ 0,5%. Внутреннее потребление электроэнергии в РФ составляет 1107 млрд кВт·ч. С учетом текущих свободных мощностей и при условии наращивания потребления вместе с ростом промышленного производства и экономики в целом уже сейчас требуются инновационные энергоэффективные технические решения.

Один из ключевых приоритетов в данном блоке задач – объединение работы Росстандарта России, Ростехнадзора России, Таможенного союза Евразийского экономического союза, АНО

«Институт нефтегазовых технологических инициатив» в сфере нефтегазовой отрасли, электроэнергетики, угольной и горно-металлургической промышленности, а также проекты соглашений об унификации национальных и наднациональных стандартов с ответственными за стандартизацию органами стран-участников БРИКС. Требуется активизировать развитие научно-технологического сотрудничества, в том числе совместной, сквозной системы стандартизации и сертификации со странами БРИКС, Ближнего Востока, Африки в разрезе постепенной замены или равноправного использования стандартов ИНТИ и AmericanPetroleumInstitute (API) в большей части стран мира с развитым ТЭК.

В конечном итоге результатом решения этого блока задач должна стать отработанная единая методика создания российскими компаниями наряду с иностранными партнерами отраслевых методик испытаний нового оборудования, сервисов, материалов с последующим проведением испытаний на аккредитованных полигонах на первом этапе в рамках БРИКС и принятием результатов работ межведомственной отраслевой комиссией, заключение которой будет приниматься всеми участниками отрасли как в России, так и в дружественных странах. Условный разработчик, инжиниринговая инновационная компания при этом будет избавлен от большого ряда дублирующих работ, что приведет к сокращению времени НИОКР, ускорению вывода нового технологического продукта на широкий рынок и сокращению затрат на разработку и создание пилотного образца.¹⁰⁷

¹⁰⁷ Жданев, О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации. – DOI.org/10.31897/PMI.2022.107. – Текст : электронный // Записки Горного института, 2022, № 258. С. 1061-1070.

4. При реализации организационно-технических решений, направленных на обеспечение технологической независимости Российской Федерации в критически важных сферах, под особым контролем должны находиться вопросы, связанные с внедрением российского оборудования и технологий в реальное производство. Почти 80% российских компаний ТЭК не считают возможным разрабатывать высокотехнологичные решения совместно с российскими партнерами в виде академических институтов, университетов, институтов развития, изначально призванных быть в авангарде технологического развития, генерировать, объединять и развивать новые инновационные технологические решения. При разработке новых технологий наибольший интерес предприятия проявляют к совместной работе непосредственно с разработчиками оборудования в рамках совместных предприятий или консорциумов.

Важно отметить, что для научных, инжиниринговых, производственных и сервисных компаний, выполняющих заказы для нужд организаций ТЭК как с государственным участием, так и частных компаний, приоритетна задача внедрения в договорные формы отношений типовой формы договора поставки «будущей вещи» с закреплением положений о потребности в соответствующей продукции на срок до 5 лет, при обеспечении изначально заданных технических характеристик и при условии отсутствия доступных аналогов на рынке. Договор «будущей вещи» позволяет компаниям, выходящим на рынок с принципиально новыми решениями, обеспечить процесс создания оборудования/технологии от идеи до выпуска серийного образца при более лояльных банковских условиях.

В рамках внедрения договора поставки «будущей вещи» также должна быть реализована поддержка страхования рисков разработчиков со стороны государства при внедрении новых высокотехнологичных российских решений, у которых отсутствует референц-лист, важно также нормативно обеспечить возможность ускоренной амортизации эксплуатируемых иностранных технологических решений на отечественных предприятиях в целях привлечения дополнительных средств для их замещения до истечения календарной продолжительности эксплуатации. Также критична увязка государственной поддержки реализации новых инновационных решений в ТЭК с внедрением российских технических и технологических продуктов. Так, к примеру, льготы на разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами должны быть напрямую привязаны к внедряемому и применяемому оборудованию, сервисам, программному обеспечению для геологоразведки, строительства и освоения скважин, эксплуатации и транспортировки углеводородов.

5. Необходимо оперативное создание региональных центров технологического развития одновременно с аналогичными федеральными структурами. Региональные научно-технические советы должны стать важным связующим звеном в создании системы

межрегиональной кооперации частных и государственных инновационных компаний от стартапов до крупных холдингов. Детальные карты компетенций по каждому участнику инновационной деятельности, включая небольшие научно-исследовательские компании при институтах Минобрнауки России, академических институтах РАН, отраслевых частных и государственных институтах, инжиниринговые компании, производственные и сервисные предприятия, должны оперативно заноситься в ГИСП.

6. Необходимо объединить всю работу по достижению технологического суверенитета в нефтегазовой отрасли, угольной отрасли и электроэнергетике путем создания единой межотраслевой технической политики в сфере ТЭК, которая позволила бы потребителям технологий сформировать свои приоритеты, производителям понимать потенциальный спрос на их продукцию и риски, науке и инжинирингу планировать программы научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ.

Только став непосредственным участником научно-технических проектов ТЭК в качестве полноценного научно-технического аудитора с соответствующими полномочиями и уровнем прямой научной и инженерной ответственности за конечный результат, правительство сможет не только обеспечить в ближайшие пять лет допустимую в новых геополитических реалиях технологическую независимость ТЭК России, но и в перспективе 10–15 лет определять техническую политику по ряду направлений на международном уровне в рамках дружественных объединений.

7. Для практического обеспечения технологической независимости ТЭК государству необходимо вернуться к прямому участию в научно-технологическом развитии топливно-энергетического комплекса, ключевого по объему сектора производства в экономике России. Ближайшей задачей-минимум следует считать обеспечение темпов роста промышленного производства в целом по России на уровне 2,4% в 2023 г. и не менее 2,2% в 2024 г. и в последующие годы.

Предлагается создать комитет при Правительстве России для достижения технологического суверенитета промышленности в целом и проектный офис генеральных конструкторов в ТЭК для обеспечения импортоопережения нефтегазовой, электроэнергетической, угольной отрасли и большого ряда смежных промышленных секторов с определением соответствующих полномочий и сроков выполнения по следующим задачам:

- определение детального консолидированного отраслевого спроса в высокотехнологичной продукции ТЭК;
- создание и внедрение единой отраслевой методологии расчета уровня импортозависимости;

- создание независимого аудита уровня импортозависимости и стресс-тестирование непрерывности функционирования ТЭК, государственное технологическое сопровождение проектов создания высокотехнологичной продукции;
- разработка отраслевой научно-технической политики ТЭК и сопряжение планов научно-технологического развития и импортозамещения со смежными отраслевыми документами;
- подготовка обобщенных отраслевых технических заданий, методик испытаний оборудования и технологий;
- проведение полевых и заводских испытаний, результаты которых будут признаваться всеми участниками отечественного рынка ТЭК;
- создание единой базы данных лучших решений отрасли;
- практическая диверсификация производственных мощностей оборонно-промышленных предприятий в интересах компаний ТЭК;
- системное привлечение высококвалифицированных научно-технических и производственных кадров на стороне государства при реализации проектов научно-технологического развития, инфраструктурных проектов в ТЭК, с любым уровнем государственного участия — от налоговых льгот и кредитов до прямых возвратных и невозвратных субсидий.

Для качественных и последующих количественных сдвигов в нефтегазовом и энергетическом машиностроении, сервисе в нефтегазовой отрасли, угольной отрасли и электроэнергетике необходимо значительно масштабировать отработанные методологии, схемы реализации проектов от идеи, отраслевого технического задания до пилотных образцов и полевых испытаний с непосредственным участием государства.

Результатом совместной работы государства, промышленности, бизнеса и науки должны стать серийные инновационные решения в технике и технологиях для обеспечения технологического суверенитета, рационального и эффективного освоения собственной минерально-сырьевой базы и для осуществления постепенного комплементарного энергоперехода в целом всей экономики России, а именно:

- технологии, повышающие энергоэффективность и цифровые технологии для традиционных сложных энергонасыщенных систем, применяемых в ТЭК, в том числе для

нефтегазового комплекса: буровая установка 2.0 – роботизированный буровой комплекс¹⁰⁸, флот для проведения гидравлического разрыва пласта на электроприводе, внедрение электродвигателей на постоянных магнитах во всех технологических системах, технологии разработки трудноизвлекаемых запасов, не имеющих аналогов в мире, широкое применение систем накопления электрической энергии вкупе с электроснабжением автономных объектов за счет газотурбинных установок, развитие и применение минизаводов СПГ для освоения новых территорий;

- энергоэффективные роботизированные и цифровые технологические системы в бурении, применение которых наряду с внедрением новых технологий добычи углеводородов, должны обеспечить выполнение задач, поставленных в Энергетической стратегии РФ до 2035 года – по удержанию текущих высоких уровней добычи нефти в Российской Федерации на долгосрочную перспективу. Прежде всего, это должно быть обеспечено за счет повышения КИН на эксплуатирующихся нефтяных месторождениях до 40% в течение 15 лет, начала широкой промышленной разработки малодебитных месторождений и обеспечения экономически эффективной добычи трудноизвлекаемой тяжелой нефти из малопроницаемых пластов, с больших глубин, на шельфе арктических морей;

- специализированное ПО, играющее существенную роль в трансформации нефтегазовой отрасли, без которого невозможно решить задачи по производству углеводородного сырья и реализации планов импортозамещения.¹⁰⁹ В современном программном обеспечении начинают применяться модули с элементами ИИ, в частности для оптимизации поиска и разведки месторождений, определения свойств коллекторов, планирования конструкций скважин, оптимизации процесса бурения, моделирования гидроразрыва пласта, оптимизации добычи нефти, анализа рисков при проектировании разработки;

- технологии водородной энергетики, являющиеся одним из направлений декарбонизации мировой экономики и получившие дополнительный стимул развития в связи с климатической повесткой и стремлением стран мира к переходу к низкоуглеродной

¹⁰⁸ Zhdaneev, O. V. Predictive Systems for the Well Drilling Operations / Zhdaneev O., Frolov K., Petrakov Y. – DOI 10.1007/978-3-030-66081-9_28 – Text : electronic // Cyber-Physical Systems: Design and Application for Industry 4.0. – Springer, Cham, 2021. – Vol. 342. – P. 347-368. (Scopus)

¹⁰⁹ Жданеев, О. В. Перспективы технологий индустрии 4.0 в ТЭК России / О.В. Жданеев, В.С. Чубоксаров. – DOI 10.46920/2409-5516_2020_7149_16 – Текст : электронный // Энергетическая политика. – 2020. – №. 7 (149). – С. 16-33.

экономике.¹¹⁰ К 2050 г., по разным оценкам, доля водорода в мировом энергетическом балансе может многократно увеличиться и достичь от 4 до 24% конечного потребления энергии. Для России дополнительно к технологиям водородной энергетики в рамках декарбонизации стоит отдельно выделить перспективы петроэнергетики, в первую очередь из-за высоких компетенций в области строительства скважин;

- технологии улавливания, захоронения и использования диоксида углерода. Традиционно технологии захоронения CO₂ включают его закачку в различные типы геологических резервуаров, в частности соляные хранилища, отработанные пласты после нефтедобычи, захоронение в угольных пластах и др. Существует множество геологических систем, которые естественным образом удерживают CO₂ и хранят его на протяжении тысячелетий. Кроме того, нефтегазовая промышленность давно использует CO₂ для увеличения нефтеотдачи.

8. Для обеспечения подготовки кадров как основы любого научно-технологического развития, включая обучение преподавателей, актуализацию программ и инструментов подготовки, в том числе с использованием производственного оборудования, необходимо определить и отрегулировать участие компаний ТЭК в финансировании научно-технологических решений и разработок, связанных как с научными исследованиями, так и с подготовкой кадров современных специалистов и производством на отечественных предприятиях новых видов техники и оборудования, повышение экспертной роли государственных научных учреждений в реальных секторах экономики.

9. Перед российским ТЭК стоят сложные задачи по поддержанию объема добычи нефти и газового конденсата на уровне не менее 490 млн т до 2035 г., достижению объема производства сжиженного природного газа не менее 80 млн т, снижению значений индекса средней продолжительности отключений в системе электроснабжения до 2,23 ч, развитию новых секторов, включая водородную энергетику, которые в совокупности должны стать основой стабильного роста всей экономики России. Без технологического развития внутри страны, без практического участия федеральных органов исполнительной власти в промышленных проектах, начиная от фундаментальной, прикладной науки, заканчивая добычей и переработкой собственного ценного сырья и производством сквозных

¹¹⁰ Galitskaya, E.A. Development of electrolysis technologies for hydrogen production: A case study of green steel manufacturing in the Russian Federation / E.A. Galitskaya, O.V. Zhdaneev. – DOI 10.1016/j.eti.2022.102517 – Text : electronic // Environmental Technology & Innovation. – 2022. – Т. 27. – Р. 102517.

высокотехнологичных элементов, данные показатели в условиях сложившейся мировой конъюнктуры недостижимы.¹¹¹

¹¹¹ Жданеев, О.В. Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации. – DOI.org/10.31897/PMI.2022.107. – Текст : электронный // Записки Горного института, 2022, № 258. С. 1061-1070.

Список сокращений и условных обозначений

- АБК – административно-бытовой комплекс
- АГФУ – абсорбционно-газофракционирующая установка
- АЗРФ – Арктические зоны Российской Федерации
- АКБ – аккумуляторная батарея
- АКП – акустический профилемер
- АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив» – автономная некоммерческая организация «Институт нефтегазовых технологических инициатив»
- АО «НИИФИ» – акционерное общество «Научно-исследовательский институт физических измерений»
- АО «ЛНППК» – акционерное общество «Пермская научно-производственная приборостроительная компания»
- АО «ЦКБ «Коралл» - акционерное общество "Центральное конструкторское бюро «Коралл»
- АО «ЧЭАЗ» – акционерное общество «Чебоксарский электроаппаратный завод»
- АОМ – анионообменная мембрана
- АСОДУ – автоматизированной системы оперативно-диспетчерского управления
- АСП – антистатические присадки
- АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом
- АТП – алмазно-твердосплавная пластина
- АЦП – аналого-цифровой преобразователь
- АЭС – атомная электростанция
- БВС – боковое вторичное вскрытие
- БК – бурильная колонна
- БРИКС –Бразилия, Россия, Индия, Китай, Южно-Африканская Республика
- БТК – бензольно-толуольно-ксилольная фракция
- БУ – буровая установка
- ВВП – валовой внутренний продукт
- ВГО – вакуумный газойль
- ВД – высокое давление
- ВИНК – вертикально-интегрированная нефтяная компания
- ВИЭ – возобновляемые источники энергии
- ВРП – валовой региональный продукт
- ВУЗ – высшее учебное заведение
- ВЭС – ветровые электростанции

ГБД – горячебрикетированное железо

ГГКП – плотностной гамма-гамма-каротаж

ГДИС – гидродинамическое исследования скважин

ГИС – геофизическое исследование скважин

ГИСП – государственная информационная система промышленности

ГК – гамма каротаж

ГКНТ – государственный комитет по науке и технике

ГОЗ – государственный оборонный заказ

ГПЗ – государственный подшипниковый завод

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ГРР – геологоразведочные работы

ГРЭС – государственная районная электростанция

ГТМ – геотехнический мониторинг

ГХК – горно-химический комбинат

ГЭС – гидроэлектростанция

ДЗЗ – дистанционное зондирование Земли

ДПМ – договор о предоставлении мощностей

ДТ – дизельное топливо

ДЭС – дизельная электростанция

ДФО – Дальневосточный федеральный округ

ЕАЭС – Евразийский экономический союз

ЕС – Европейский союз

ЖОН – жидкий органический носитель

ЗИП – запасные части, инструменты и принадлежности

ИИ – искусственный интеллект

ИНТИ – институт нефтегазовых технологических инициатив технологического оборудования

ИНХС РАН – институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева Российской академии наук

ИПУ – интеллектуальные приборы учета

ИСУ ТОиР – информационные системы управления техническим обслуживанием и ремонтами

ИТР – инженерно-технический работник

КИИ – критическая информационная инфраструктура

КИН – коэффициент извлечения нефти

КИП – контрольно-измерительные приборы

КИУМ – коэффициент использования установленной мощности

КНБК – компоновка низа бурильной колонны
КНИ – коэффициент нелинейных искажений
КСО – камеры сборные одностороннего обслуживания
КПД – коэффициент полезного действия
ЛМБУ – ледостойкая мобильная буровая установка
ЛУ – лицензионные участки
МГУ им. Ломоносова – Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
МСБ – минерально-сырьевая база
ММГ – многолетнемёрзлые грунты
МНТС – международное научно-техническое сотрудничество
МСЦ – минерально-сырьевой центр
МУН – методы увеличения нефтеотдачи
МЭМС – микроэлектромеханические системы
НАО – Ненецкий автономный округ
НВИЭ – нетрадиционных возобновляемых источников энергии
НГПС – нефтегазоперспективные структуры
НД – низкое давление
НИИ – научно-исследовательский институт
НИОКР – научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
НПА – нормативный правовой акт
НПЗ – нефтеперерабатывающий завод
НТР – научно-техническое развитие
НТЦ – научно-технический центр
ОКПД – общероссийский классификатор продукции по видам экономической деятельности
ОПК – оборонно-промышленный комплекс
ОТК – отдел технического контроля
ОТТ – отраслевые технические требования
ПА – противоаварийная автоматика
ПАВ – поверхностно-активные вещества
ПАК – программно-аппаратные комплексы
ПВХ – поливинилхлорид
ПГ – парниковые газы
ПГУ – парогазовая установка
ПЛК – программируемые логические контроллеры
ПЛИС – программируемая логическая интегральная схема

ПМС – полиметакрилатные сополимеры

ПО – программное обеспечение

ПОМ – протонообменная мембрана

ПОМТЭ – топливный элемент с протонообменной мембраной

ПП – полипропилен

ПП РФ – постановление Правительства Российской Федерации

ППД – поддержание пластового давления

ПЭ – полиэтилен

ПЭТФ – полиэтилентерефталат

РАН – Российская академия наук

РЗА – релейная защита и автоматика

РЗМ – редкоземельные металлы

РИД – результат интеллектуальной деятельности

РК – расплав-карбонатный электролизер

РКД – рабоче-конструкторская документация

РКТЭ – топливный элемент на расплавленном карбонате

РМ – редкие металлы

РСБУ – российские стандарты бухгалтерского учёта

РСК – реестр сведений о квалификации

РУС – роторно-управляемая система

СЗФО – Северо-Западный федеральный округ

СИЗ – средства индивидуальной защиты

СКПБ – система контроля параметров бурения

СНЭ – системы накопления энергии

СНЭЭ – системы накопления электрической энергии

СОУТ – специальная оценка условий труда

СПГ – сжиженный природный газ

СПИК – специальный инвестиционный контракт

СПО – спускоподъемные операции

СПП – силовые полупроводниковые приборы

СТОиР – система технического обслуживания и ремонта

СУГ – сжиженный углеводородный газ

СУМиД – система удалённого мониторинга и диагностики технологического оборудования

СФО – Сибирский федеральный округ

СЭС – солнечные электростанции

ТБО – твердые бытовые отходы
ТЗ – техническое задание
ТНВД – топливный насос высокого давления
ТО-электролизер – твердооксидный электролизер
ТОиР – техническое обслуживание и ремонт
ТОТЭ – твердооксидный топливный элемент
ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы
ТЭ – топливный элемент
ТЭК – топливно-энергетический комплекс
ТЭС – тепловая электростанция
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль
УВ – углеводороды
УВС – углеводородное сырье
УГТ – уровень готовности технологий
УТГ – уровень технологической готовности
УСПД – устройство сбора и передачи данных
УФО – Уральский федеральный округ
УШГН – установки штанговых глубинных насосов
УЭЦН – установки электроприводных центробежных насосов
УЭВН – установки электропогружных винтовых насосов
ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» – Федеральное бюджетное учреждение «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых»
ФКТЭ – фосфорнокислый топливный элемент
ФОТ – фонд оплаты труда
ФТС – Федеральная таможенная служба
ХМАО – Ханты-Мансийский автономный округ
ХМУН – химические методы увеличения нефтеотдачи
ХОС – хлорорганические соединения
ЦАП – цифро-аналоговый преобразователь
ЦОД – центр обработки данных
ЧРП – частотно-регулируемый привод
ШОС – Шанхайская организация сотрудничества
ЩТЭ – щелочной топливный элемент
ЭЗС – электрозарядные станции
ЭКБ – электронная компонентная база

ЭЛОУ-АВТ – электрообессоливающая установка-атмосферно-вакуумная трубчатка
 ЭМС – электромагнитная совместимость
 ЭЦП – электронная цифровая подпись
 ЭЭ – электроэнергия
 ЮАР – Южно-Африканская Республика
 ЯМР – ядерный магнитный резонанс
 ЯНАО – Ямало-Ненецкий автономный округ
 2D – 2-dimensional
 3D – 3-dimensional
 API – American Petroleum Institute
 APM – Applications Performance Management
 ASTM – American Society for Testing and Materials
 BASF – Badische Anilin- und Soda-Fabrik
 CAD – computer aided design
 CAE – computer aided engineering
 CAO – computer aided optimization
 CAPEX – capital expenditure
 CCUS – carbon capture, utilisation and storage
 CCS – carbon capture and storage
 DCB – Direct Bonded Copper
 DSME – Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering
 EAM – enterprise asset management
 EECF – Environmental Effects Calibration Facility
 EQF – European Qualifications Framework
 EMS – energy management system
 ERP – enterprise Resource Planning
 GPRS – General Packet Radio Service
 GSM – Global System for Mobile communication
 HALT – Highly Accelerated Life Test
 HASS – Highly Accelerated Stress Screen
 HB – Hardness Brinell
 HMI – Human-Machine Intelligence
 HVDC – high-voltage direct current line
 IH2CON – International Hydrogen Conference
 IGBT – Insulated Gate Bipolar Transistor

IoT – internet of things

IT – Information Technology

LOHC – Liquid organic hydrogen carriers

LTD – Limited Trade Development

MES – manufacturing execution system

MOM – Manufacturing Operations Management

MWD – measure while drilling

NPC – Neutral Point Clamped

OPEX – операционные расходы

PDC – Polycrystalline Diamond Compact

PV – photovoltaic

PVT – Pressure-Volume-Temperature

RENWEX – renewable Energy and Electric Vehicles features an international exhibition and forum

SAIDI – System Average Interruption Duration Index

SAIFI – System Average Interruption Frequency Index

SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition

SIRI – Smart Industry Readiness Index

SPE – Society of Petroleum Engineers

STEM – Science, Technology, Engineering, Mathematics

TRL – technology readiness level

V2G – vehicle-to-grid

Список работ, опубликованных автором по теме диссертации

Монографии:

1. **Жданеев, О.В.** Вопросы технической политики отраслей ТЭК России / О.В. Жданеев, П.В. Бравков, А.А. Дурдыева [и др.]. – DOI 10.7868/9785020408241 – Текст : электронный // под редакцией О.В. Жданеева. М.: Наука. – 2020. – С. 304
2. **Жданеев, О.В.** Кадровое обеспечение топливно-энергетического комплекса Российской Федерации в условиях энергоперевода : монография / О.В. Жданеев, А.А. Серегина. – DOI 10.12737/1865411 – Текст : электронный // М.: ИНФРА-М. – 2022. – 287 с.

Публикации в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus:

3. **Жданеев, О.В.** Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации / О.В. Жданеев. - <https://DOI.org/10.31897/PMI.2022.107> – // Записки горного института. 2022. – № 258. – С. 1061-1070 (Scopus)
4. **Zhdaneev, O.V.** Russian Fuel and Energy Complex Technology Policy at the state of Energy Transition / O.V. Zhdaneev. – DOI 10.7580/em.2022.01.03. – Text : electronic // Eurasia mining. 2022. – № 1. – P. 13-19. (Scopus)
5. **Жданеев, О.В.** Оценка уровня локализации продукции при импортозамещении в отраслях ТЭК / О.В. Жданеев. – DOI 10.17059/ekon.reg.2022-3-11 – Текст : электронный // Экономика регионов. – 2022. – Т. 18. – №. 3. – С. 770-786 (Scopus)
6. **Жданеев, О.В.** Локализация как эффективный механизм импортозамещения / О.В. Жданеев. – DOI 10.24887/0028-2448-2018-2-6-10 – Текст : электронный // Нефтяное хозяйство. – 2018. – №. 2. – С. 6-10. (Scopus)
7. **Жданеев, О.В.** Приоритетные направления развития российского программного обеспечения для угольной промышленности. Часть 1 / О.В. Жданеев, О.А. Оленева. – DOI 10.18796/0041-5790-2021-6-18-22 – Текст : электронный // Уголь. – 2021. – №. 6 (1143). – С. 18-22. (Scopus)
8. **Жданеев, О.В.** Приоритетные направления развития российского программного обеспечения для угольной промышленности. Часть 2 / О.В. Жданеев, О.А. Оленева. – DOI 10.18796/0041-5790-2021-7-13-19 – Текст : электронный // Уголь. – 2021. – №. 7 (1144). – С. 13-19. (Scopus)
9. **Zhdaneev, O.V.** Rare and rare-earth metals industry development in Russia and its influence on fourth world energy transition / O.V. Zhdaneev, I.Y. Petrov, A.A. Seregina. – DOI 10.17580/nfm.2021.02.01 – Text : electronic // Non-ferrous metals. 2021. Vol. 51, № 2. P. -3-8. (Scopus)

10. **Zhdaneev, O.V.** Possibilities for creating Russia high-tech bottomhole assembly/ Zhdaneev, O.V., Zaytsev A.V., Prodan T.T. – DOI 10.31897/PMI.2021.6.9 // Journal of Mining Institute, 2021, 252(6), pp. 872–884. (Scopus)
11. Мельников, В.П. Снижение устойчивости инфраструктуры ТЭК РФ в Арктике в связи с повышением среднегодовой температуры приповерхностного слоя криолитозоны / С.В. Бадина, С.А. Великин [и др.]. – DOI 10.31857/S0869587322040053 – Текст : электронный // Вестник Российской академии наук. – 2022. – № 4. – С. 303-314. (Scopus)
12. **Zhdaneev, O.V.** Development of the production of Russian bearings for the fuel and energy complex / O.V. Zhdaneev, A.V. Zaitsev, S.V. Kolesnikov, A.I. Soshnikov. – DOI 10.3103/S1052618822070196 – Text : electronic // Journal of Machinery Manufacture and Reliability. – 2022. – Vol.51. – No.7. – PP. 86-94. (Scopus)
13. **Жданеев, О.В.** О приоритетных направлениях развития буровых технологий в России (в порядке обсуждения) / О.В. Жданеев, К.Н. Фролов. – DOI 10.24887/0028-2448-2020-5-42-48 – Текст : электронный // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №. 5. – С. 42-48. (Scopus)
14. **Жданеев, О.В.** Разведочное бурение на арктическом и дальневосточном шельфе России / О.В. Жданеев, К.Н. Фролов, А.Е. Коньгин, М.Р. Гехаев. – DOI 10.25283/2223-4594-2020-3-112-125 – Текст : электронный // Арктика: экология и экономика. – 2020. – №. 3. – С. 112-125. (Scopus)
15. Bazhenov, S. Technical and economic prospects of CCUS projects in Russia / S. Bazhenov, V. Chuboksarov, A. Maximov, **O. Zhdaneev**. – DOI 10.1016/j.susmat.2022.e00452 – Text : electronic // Sustainable Materials and Technologies. – 2022. – T. 33. – P. e00452. (Scopus)
16. **Жданеев, О.В.** Метрологическое обеспечение аппаратуры для геофизических исследований / О.В. Жданеев, А.В. Зайцев, В.М. Лобанков. – DOI 10.31897/PMI.2020.6.9 – Текст : электронный // Записки Горного института. – 2020. – Т. 246. – С. 667-677. (Scopus)
17. **Жданеев, О.В.** Международное научно-техническое сотрудничество в решении проблем геологической отрасли / О.В. Жданеев // Горный журнал. – 2013. – №. 3. – С. 15-17. (Scopus)
18. **Zhdaneev, O.V.** The Role of Import Replacement in the Development of the Russian Oil and Gas Machine Engineering / O.V. Zhdaneev. – DOI 10.2118/187913-MS – Text : printed // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference. – M. – 2017. (Scopus)
19. **Zhdaneev, O.V.** Opportunities and challenges to deploy industry 4.0 technologies in the Russian oil refining and petrochemical industries / O.V. Zhdaneev, V.V. Korenev, A.S. Lyadov. – DOI 10.1134/S1070427220120150. – Text : electronic // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2020. – T. 93. – №. 12. – P. 1886–1890. (Scopus)
20. **Zhdaneev, O.V.** Predictive Systems for the Well Drilling Operations / Zhdaneev O., Frolov K., Petrakov Y. – DOI 10.1007/978-3-030-66081-9_28 – Text : electronic // Cyber-Physical Systems:

- Design and Application for Industry 4.0. – Springer, Cham, 2021. – Vol. 342. – P. 347-368. (Scopus)
21. Bravkov, P.V. Novel non-magnetic steel for high-performance drilling and logging operations / P.V. Bravkov, R.Z. Gusmanov, **O.V. Zhdaneev**, A.L. Sapunov. – DOI 10.17580/cisir.2021.01.09 – Text : electronic // CIS Iron and Steel Review. – 2021. – Т. 21. – P. 52-57. (Scopus)
 22. **Жданеев, О.В.** О создании российского акселерометра для скважинной инклинометрии / О.В. Жданеев, А.В. Зайцев, С.Ф. Коновалов, А.Е. Семенов. – DOI 10.24887/0028-2448-2021-8-30-35 – Текст : электронный // Нефтяное хозяйство. – 2021. – №. 8. – С. 30-35. (Scopus)
 23. Chupin, E. Energy storage systems for drilling rigs / E. Chupin, K. Frolov, M. Korzhavin **O. Zhdaneev**. – DOI 10.1007/s13202-021-01248-5 – Text : electronic // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2022. – Т. 12. – №. 2. – С. 341-350. (Scopus)
 24. Melnikov, V.P. Past and Future of Permafrost Monitoring: Stability of Russian Energetic Infrastructure / V.P. Melnikov, M.R. Sadurtdinov [et al.]. – DOI 10.3390/en15093190 – Text : electronic // Energies. – 2022. – Т. 15. – №. 9. – P. 3190. (Scopus)
 25. **Zhdaneev, O.V.** Russian oil and gas industry technology priorities / O.V. Zhdaneev. – DOI 10.2118/202503-MS – Text : electronic // Russian Oil and Gas Industry Technology Priorities. Society of Petroleum Engineers. – 2020. (Scopus)
 26. **Жданеев, О.В.** О приоритетных направлениях и развитии технологий переработки нефти в России / О.В. Жданеев, В.В. Коренев, А.Н. Рубцов. – DOI 10.31857/S0044461820090029 – Текст : электронный // Журнал прикладной химии. – 2020. – Т. 93. – №. 9. – С. 1263-1274. (Scopus)
 27. Голышева, Е.А. Нефтехимическая отрасль России: анализ текущего состояния и перспектив развития / Е.А. Голышева, **О.В. Жданеев**, В.В. Коренев [и др.]. – DOI 10.31857/S0044461820100126 – Текст : электронный // Журнал прикладной химии. – 2020. – Т. 93. – №. 10. – С. 1499-1507. (Scopus)
 28. Rakhimov, R.R. Stuck Pipe Early Detection on Extended Reach Wells Using Ensemble Method of Machine Learning / R.R. Rakhimov, **O.V. Zhdaneev**, K.N. Frolov, M.P. Babich. – DOI 10.2118/206516-MS – Text : printed // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – 2021. (Scopus)
 29. **Жданеев, О.В.** К вопросу поддержки нефтесервисного рынка Российской Федерации / О.В. Жданеев, П.Ю. Сорокин. – DOI 10.47711/0868-6351-188-1-173-184 – Текст : электронный // Проблемы прогнозирования. – 2021. – №. 5 (188). – С. 173-184. (Scopus)
 30. Bazhenov S. Key challenges for the development of the hydrogen industry in the Russian Federation / Bazhenov, S., Dobrovolsky, Y., Maximov, A., **Zhdaneev, O. V.** – DOI

- 10.1016/j.seta.2022.102867 – Text : electronic // Sustainable Energy Technologies and Assessments. – 2022. – Т. 54. – С. 102867.
31. Galitskaya, E.A. Development of electrolysis technologies for hydrogen production: A case study of green steel manufacturing in the Russian Federation / E.A. Galitskaya, **O.V. Zhdaneev**. – DOI 10.1016/j.eti.2022.102517 – Текст : электронный // Environmental Technology & Innovation. – 2022. – Т. 27. – P. 102517. (Scopus)
 32. Balakin, B.V. Heat transfer from Ni–W tapes in liquid nitrogen at different orientations in the field of gravity / B.V. Balakin, M.I. Delov, K.V. Kutsenko, A.A. Lavrukhin, **O.V. Zhdaneev** – DOI 10.1016/j.cryogenics.2014.11.003 – Text : electronic // Cryogenics. – 2015. – Т. 65. – С. 5-9. (Scopus)
 33. Ulset, E.T. Photothermal boiling in aqueous nanofluids / E.T. Ulset, P. Kosinski, Y. Zabednova, **O.V. Zhdaneev**, P. Struchalin, B.V. Balakin. – DOI 10.1016/j.nanoen.2018.05.050 – Text : electronic // Nano Energy. – 2018. – Т. 50. – С. 339-346. (Scopus)
 34. Balakin, B.V. Direct absorption solar collector with magnetic nanofluid: CFD model and parametric analysis / B.V. Balakin, **O.V. Zhdaneev**, A. Kosinska, K.V. Kutsenko. – DOI 10.1016/j.renene.2018.12.095 – Text : electronic // Renewable Energy. – 2019. – Т. 136. – P. 23-32. (Scopus)
 35. Andreev, M. Flame-Made La₂O₃-Based Nanocomposite CO₂ Sensors as Perspective Part of GHG Monitoring System / M. Andreev, V. Platonov, D. Filatova, E. Galitskaya, S. Polomoshnov, **O. Zhdaneev** – DOI 10.3390/s21217297 – Text : electronic // Sensors. – 2021. – Т. 21. – №. 21. – P. 7297. (Scopus)
 36. Коренев, В.В. Химико-технологическая защита, фазовые равновесия и перенос продуктов гидрогенолиза хлорорганических соединений на установках предгидроочистки бензиновых фракций / В.В. Коренев, В.П. Томин, **О.В. Жданеев**, В.М. Капустин. – DOI 10.31857/S0028242122020034 – Текст : электронный // Нефтехимия. – 2022. – № 2. – С. 209-215. (Scopus)
 37. Галицкая, Е.А. Развитие электролизных технологий получения водорода в Российской Федерации / Е.А. Галицкая, **О.В. Жданеев** – DOI: 10.18412/1816-0395-2022-12-57-63 – Текст : электронный // Экология и промышленность России. – 2022. – Т. 26. № 12. С. 57–63. (Scopus)
 38. Филиппов, С.П. Возможности использования технологий улавливания и захоронения диоксида углерода при декарбонизации мировой экономики (Обзор) / С.П. Филиппов, **О.В. Жданеев**. – DOI 10.56304/S0040363622090016. – Текст : электронный // Теплоэнергетика. – 2022. – № 9. – С. 5-21. (Scopus)

39. **Жданеев, О.В.** Развитие геокриологического мониторинга природных и технических объектов в криолитозоне Российской Федерации на основе систем геотехнического мониторинга топливно-энергетического комплекса / В.П. Мельников, В.И. Осипов, А.В. Брушков. – DOI 10.15372/KZ20220401. – Текст : электронный // Криосфера Земли. 2022. – Т. XXVI, № 4. – С. 3-18. (Scopus, неиндексирована)
Публикации в изданиях из Перечня ВАК:
40. Байдюков, К.Н. О приоритетных направлениях развития технологий ГРП в России / К.О. Байдюков, П.В. Бравков, **О.В. Жданеев** // Разведка и охрана недр. – 2020. – №. 11. – С. 49-57.
41. Аргасцев, А.Ю. Инверторы для отечественной электроэнергетики и промышленности А.Ю. Аргасцев, **О.В. Жданеев**, А.В. Ставцев [и др.]. – DOI 10.34831/EP.2022.1087.2.008 – Текст : электронный // Электрические станции. – 2022. – №. 2. – С. 45-56.
42. **Жданеев, О.В.** Редкие и редкоземельные металлы в условиях энергоперехода / О.В. Жданеев, Е.И. Петров, А.А. Серегина // Разведка и охрана недр. – 2022. – № 1. – С. 4-10.
43. **Жданеев, О.В.** К вопросу создания средств интеллектуального учёта на основе отечественной электронной компонентной базы / О.В. Жданеев, С.С. Зуев, И.С. Костромин, Р.З. Хафизо // Энергетик. – 2020. – №. 11. – С. 9-19.
44. **Жданеев, О.В.** Производство силовых полупроводниковых приборов из карбида кремния в России – вызовы и возможности / А.Ю. Аргасцев, О.В. Жданеев, Е.М. Гейфман. – DOI 10.53891/00135860_2022_2_69 – Текст : электронный // Электротехника. 2022. – № 2. – С. 69-74.
45. Аргасцев, А.Ю. Развитие производства отечественных зарядных станций для электротранспорта / **О.В. Жданеев**, А.А. Аргасцев. – DOI 10.34831/EP.2022.1091.6.006 – Текст : электронный // Электрические станции. – 2022. – №. 6. – С. 42-53.
46. **Жданеев, О.В.** Опыт создания российского оборудования для проведения исследований необсаженных наклонно направленных скважин / О.В. Жданеев. – DOI 10.30713/1999-6942-2018-12-65-73 – Текст : электронный // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2018. – №. 12. – С. 65-73.
47. **Жданеев, О.В.** Новый подход к развитию высокотехнологичного производства и разработки нефтегазовой продукции посредством локализации / О.В. Жданеев // Разведка и охрана недр. – 2018. – № 8. – С. 37-44.
48. **Жданеев, О.В.** Концепция проведения испытаний скважинного оборудования / О.В. Жданеев, А.В. Зайцев, В.М. Лобанков, К.Н. Фролов // Недропользование XXI век. – 2021. – №. 1-2. – С. 4-15.

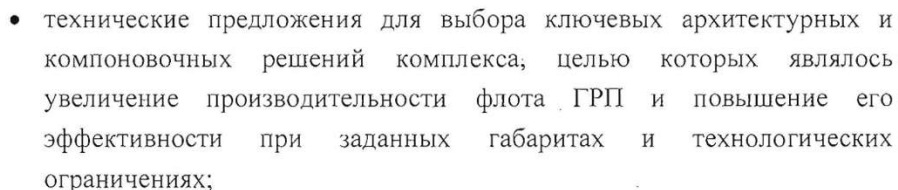
49. **Жданеев, О.В.** Приоритетные направления развития российского программного обеспечения для электроэнергетики / О.В. Жданеев, О.Н. Оленева. – DOI 10.34831/EP.2020.59.72.003 – Текст : электронный // Энергетик. – 2020. – №. 12. – С. 42-48.
 50. **Жданеев, О.В.** Хроматографическая система с радиальной геометрией / О.В. Жданеев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2013. – Т. 323. – №. 2. – С. 66-69.
- Публикации в прочих изданиях:*
51. **Жданеев, О.В.** Нам необходима вторая волна индустриализации / О.В. Жданеев // ТЭК России. – 2013. – № 2. – С. 32-37.
 52. **Жданеев, О.В.** Векторы технологической кооперации БРИКС в ТЭК Часть 1 / О.В. Жданеев, А.А. Серегина. – DOI 10.34286/1995-4646-2021-76-1-7-17 – Текст : электронный // Международный технико-экономический журнал. – 2021. – №. 1. – С. 7-17.
 53. **Жданеев, О.В.** Векторы технологической кооперации БРИКС в ТЭК. Часть 2 / О.В. Жданеев, А.А. Серегина. – DOI 10.34286/1995-4646-2021-77-2-7-22 – Текст : электронный // Международный технико-экономический журнал. – 2021. – №. 2. – С. 7-22.
 54. Дурдыева, А.А. Международное научно-техническое сотрудничество в топливно-энергетическом комплексе после пандемии коронавируса / А.А. Дурдыева, **О.В. Жданеев**. – DOI 10.33285/1999-6942-2020-7(187)-5-12. – Текст : электронный // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2020. – №. 7. – С. 5-12.
 55. **Жданеев, О.В.** К вопросу импортозамещения АСУ ТП в отраслях ТЭК / О.В. Жданеев, П.П. Лукьянченко. – DOI 10.33285/1999-6942-2020-2(182)-5-9 – Текст : электронный // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2020. – №. 2. – С. 5-9.
 56. **Жданеев, О.В.** Системный подход и понимание приоритетов потребителя – основа эффективного технологического развития. – DOI 10.22184/1992-4178.2020.199.8.10.16. – Текст : электронный // Электроника: наука, технология, бизнес, 2020, № 8 (199). С. 10-17.
 57. **Жданеев, О.В.** Перспективы технологий индустрии 4.0 в ТЭК России / О.В. Жданеев, В.С. Чубоксаров. – DOI 10.46920/2409-5516_2020_7149_16 – Текст : электронный // Энергетическая политика. – 2020. – №. 7 (149). – С. 16-33.
 58. **Жданеев, О.В.** Целевая схема взаимодействия между ОПК и ТЭК / О.В. Жданеев. – DOI 10.46920/2409-5516_2021_4158_54 – Текст : электронный // Энергетическая политика. – 2021. – №. 4 (158). – С. 54-71.
 59. **Жданеев, О.В.** Вызовы для энергосектора России до 2035 года / О.В. Жданеев, С.С. Зуев. – DOI 10.46920/2409-5516_2020_3145_12 – Текст : электронный // Энергетическая политика. – 2020. – №. 3 (145). – С. 12-23.

60. **Жданеев, О.В.** Стандарты API Q1 и DNV 2.7-1: опыт внедрения. Часть 1 / О.В. Жданеев // Стандарты и качество. – 2018. – №. 4. – С. 96-101.
61. **Жданеев, О.В.** Стандарты API Q1 И DNV 2.7-1: опыт внедрения. Часть 2 / О.В. Жданеев // Стандарты и качество. – 2018. – №. 5. – С. 96-99.
62. **Жданеев, О.В.** Локализация производства оборудования для строительства скважин и нефтедобычи / О.В. Жданеев // Oil&Gas Journal Russia. – 2017. – № 11. – С. 54-58.
63. **Жданеев, О.В.** К вопросу развития отечественной программной платформы / О.В. Жданеев, П.П. Лукьянченко. – DOI 10.33285/1999-6942-2020-1(181)-35-38 – Текст : электронный // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2020. – №. 1. – С. 35-38.
64. **Жданеев, О.В.** Развитие ВИЭ и формирование новой энергополитики России / О.В. Жданеев, С.С. Зуев. – DOI 10.46920/2409-5516_2020_2144_84 – Текст : электронный // Энергетическая политика. – 2020. – №. 2 (144). – С. 84-95.
65. Бравков, П.В. К вопросу о непрерывности ведения бизнеса предприятий нефтегазовой отрасли России. Часть 1 / П.В. Бравков, **О.В. Жданеев**, В.С. Чубоксаров // Стандарты и качество. – 2020. – №. 8. – С. 88-94.
66. Бравков, П.В. К вопросу о непрерывности ведения бизнеса предприятий нефтегазовой отрасли России. Часть 2 / П.В. Бравков, **О.В. Жданеев**, В.С. Чубоксаров // Стандарты и качество. – 2020. – №. 9. – С. 70-74.
67. **Жданеев, О.В.** Техническая политика нефтегазовой отрасли России: задачи и приоритеты / О.В. Жданеев, В.С. Чубоксаров. – DOI 10.46920/2409-5516_2020_5147_76 – Текст : электронный // Энергетическая политика. – 2020. – №. 5 (147). – С. 76-91.
68. **Жданеев, О.В.** Развитие специализированного программного обеспечения для нефтегазовой отрасли России / О.В. Жданеев, О.Н. Оленева // Газовая промышленность. – 2020. – №. 7 (803). – С. 22-29.
69. Корнеев, В.В. Определение хлорорганических соединений в нефтях различного состава хроматографическим методом с использованием парофазного пробоотборного устройства. / В.В. Корнеев, **О.В. Жданеев**, В.Л. Томин, П.С. Решетов. – DOI 10.32935/1815-2600-2021-136-5-53-58 – Текст : электронный // Технологии нефти и газа. 2021. № 5. С. 53-58.
70. **Жданеев, О.В.** Развитие национальной системы стандартизация в области CCUS-технологий / О.В. Жданеев, А.С. Лядов, Н. Попадью, В. Коваленко // Стандарты и качество. – 2022. – № 6. – С. 28-31.
71. **Жданеев, О.В.** Гендерный фактор в ТЭК / О.В. Жданеев, А.А. Серегина // Энергетическая политика. 2022. – № 8. – С. 64-77.

Патенты:

72. Патент № 7781737 США: Int.Cl. G01J 5/02 (2006.01). Apparatus and Methods for Oil-Water-Gas Analysis Using Terahertz Radiation.
73. Патент № 8013295 США: Int.Cl. B01D 59/44 (2006.01), H01J 49/00 (2006.01), H01J 49/26 (2006.01). Ion Mobility Measurements for Formation Fluid Characterization.
74. Патент № 8805614 США: Int.Cl. E21B 49/00 (2006.01), E21B 7/00 (2006.01), E21B 49/10 (2006.01), G01N 33/543 (2006.01), G01N 30/02 (2006.01). Downhole Sample Analysis Method.
75. Патент № 8704160 США: Int.Cl. E21B 49/00 (2006.01), E21B 7/00 (2006.01), E21B 49/10 (2006.01), G01N 33/543 (2006.01), G01N 30/02 (2006.01). Downhole Analysis of solids using Terahertz spectroscopy.
76. Патент № 8778059 США: Int.Cl. G01N 30/60 (2006.01), B01D 53/02 (2006.01), G01N 30/26 (2006.01), G01N 30/56 (2006.01). Differential Acceleration Chromatography.
77. Патент № EP2574920 EC: Int.Cl. G01N 33/28 (2006.01), G01N 30/02 (2006.01), E21B 49/10 (2006.01), G01N 21/31 (2006.01). Real-time compositional analysis of hydrocarbon based fluid samples.
78. Патент № 10041672 США: Int.Cl. F23D 14/00 (2006.01), F23N 5/00 (2006.01), F23G 7/08 (2006.01), F23N 5/24 (2006.01), F23N 1/02 (2006.01). Real-time burner efficiency control and monitoring.
79. Патент № 342836 Норвегия. Fluid analysis to determine the pH of the formation fluid, and method of making the reagent.
80. Патент № 10625977 США: Int.Cl. B65H 63/00 (2006.01), E21B 47/00 (2012.01). Method and system for detecting faults and abnormal wear conditions in oil and gas wireline logging winch units.
81. Патент РФ №2775839 по заявке от 17.08.2021 №2021124315. Способ нагнетания смеси в нефтегазовую скважину и комплекс оборудования (флот ГРП) по этому способу.
82. Патент РФ №2784363 по заявке от 16.09.2021 года №2021127290. Сталь.
83. Патент № 8028562 США: Int.Cl. G01N30/02 (2006.01). High Pressure and High Temperature Chromatography.
84. Патент № 7432109 США: Int.Cl. G01N 3L/22 (2006.01), G01N 2L/00 (2006.01). Spectroscopic pH measurement using optimized mixtures of reagents to extend measurement range.
85. Патент № 7993604 США: Int.Cl. G01N 3L/22 (2006.01). Spectroscopic pH measurement using optimized mixtures of reagents to extend measurement range.
86. Патент № 8512457 США: Int.Cl. B01D 53/02 (2006.01), G01N 30/02 (2006.01), G01N30/56 (2006.01). Differential Acceleration Chromatography.

87. Патент № EP2574919 EC: Int.Cl. G01N 33/28 (2006.01), G01N 23/087 (2006.01), G01N 23/12 (2006.01). Apparatus and Method for Fluid Phase Fraction Determination Using X-Rays.
88. Патент № 9638681 США: Int.Cl. E21B 49/08 (2006.01), E21B 49/10 (2006.01). Real-time compositional analysis of hydrocarbon based fluid samples.
89. Патент РФ №2745752 по заявке от 30.04.2020 года №2020115268. Пробоотборные устройства непрерывного и циклического типа и способ обнаружения компонентов смеси с использованием пробоотборных устройств.



- разработка технологического цикла использования комплекса и подходов к определению параметров надежности флота;
- разработка отраслевого технического задания;
- разработка отраслевой методики испытания;
- определение алгоритмов работы элементов флота, в том числе алгоритма полностью автоматического управления процессом ГРП;
- рекомендации по практическому использованию комплекса для проведения операций на газовых скважинах и для гидравлического разрыва пласта на месторождениях трудноизвлекаемых запасов нефти и газа, связанные с особенностями эксплуатации в различных географических регионах РФ.

Результаты диссертации использованы при разработке следующих нормативно-технических документов, выпущенных АО «Корпорация Московский институт теплотехники»:

1. Комплексная программа экспериментальной отработки комплекса (флота) гидравлического разрыва пласта (2021г.).
2. Программа и методика комплексных испытаний опытного образца флота ГРП на комплексном испытательном стенде БТ6007.00.00.00.000. (2022г.).
3. Научно-технический отчет «Мобильный комплекс (флот) гидравлического разрыва пласта». Надежность комплекса. Шифр СЧ ОКР: «Комплекс ГРП» (16.08.2021г.)

По результатам совместных разработок получен патент на изобретение №2775839 «Способ нагнетания смеси в нефтегазовую скважину и комплекс оборудования - флот ГРП по этому способу».

Использование указанных результатов позволяет:

- создать первый отечественный (степень локализации более 80%) флот для гидравлического разрыва пласта, работающий при давлении 105 МПа и скорости закачки до 18 м³/мин;
- достичь требуемых параметров надежности комплекса;
- сократить сроки на создание и производство комплекса.

Результаты внедрялись при выполнении проекта:

- Государственный контракт № 902-РП001/20/148 на выполнение составной части опытно-конструкторской работы для государственных нужд «Разработка и производство комплексов гидравлического разрыва пласта (флотов ГРП)» в части создания опытного образца (шифр СЧ ОКР: «Комплекс ГРП»).

Председатель комиссии:

Заместитель генерального директора
по экономике планированию и финансам

Р.Р. Сафиуллин

Члены комиссии:

Заместитель генерального конструктора-
начальник отделения

М.Р. Королев

Начальник отдела

Е.В. Аврушкин

Начальник отдела

А.С. Сорокин

Приложение Б

Акт о внедрении результатов диссертационного исследования от ООО «НТЦ «Приводная Техника» по разработке и производству первой отечественной системы накопления электрической энергии на основе трёхуровневых инверторов для увеличения энергоэффективности и надёжности работы буровых установок для строительства нефтяных и газовых скважин



ООО НТЦ «Приводная техника»
40-летия Октября ул., д. 19, г. Челябинск,
454007
тел.: (351) 775-14-20
факс: (351) 775-14-16
e-mail: office@momentum.ru
<http://www.momentum.ru>
ОКПО 51493276, ОГРН 1027402926891,
ИНН/КПП 7453060480/745201001,
р/сч. 40702810900310002071
в ОАО «Челябинвестбанк», г. Челябинск,
БИК 047501779,
кор/сч. 30101810400000000779

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

А.А. Буланов

Дата «

2022 г.



АКТ

о внедрении результатов докторской диссертации
Жданеева Олега Валерьевича
по научной специальности 2.8.8. Геотехнология, горные машины

Комиссия в составе:

Председатель: Чупин С.А.;

Члены комиссии: Тиунов С.П., Остроухов В.В., Григорьев М.А.

составили настоящий акт о том, что результаты диссертации на тему «ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО СУВЕРЕНИТЕТА ОТРАСЛЕЙ ТЭК РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В УСЛОВИЯХ СНИЖЕНИЯ ИМПОРТА ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СЕРВИСНЫХ УСЛУГ», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук, использованы при разработке и производстве первой отечественной системы накопления электрической энергии на основе трёхуровневых инверторов для увеличения энергоэффективности и надёжности работы буровых установок для строительства нефтяных и газовых скважин, созданной ООО «НТЦ «Приводная Техника», в том числе:

- технические предложения для выбора ключевых архитектурных и компоновочных решений, выбор гибридной схемы накопителя электроэнергии, состоящей из литий-ионной батареи и батареи суперконденсаторов;

- разработка технологического цикла использования системы накопления электрической;
- разработка методики испытания;
- определение оптимальных режимов эксплуатации системы накопления электрической энергии.

Результаты диссертации использованы при разработке следующих нормативно-технических документов, выпущенных ООО «НТЦ «Приводная Техника»:

1. Исследования энергетических режимов работы 20 буровых установок для определения оптимальных параметров накопителя;
2. Программа испытаний на месторождении ЭПТ.19.016 от 22.09.2020 года;
3. Технический отчёт по результатам опытно-промышленной эксплуатации;
4. Руководство пользователя ЭПТ.19.016-02.01 Р.

По результатам совместных разработок опубликована научная статья «Energy storage systems for drilling rigs» в журнале Journal of petroleum exploration and production technology (2021. DOI 10.1007/s13202-021-01248-5).

Использование указанных результатов позволяет (указать **эффективность внедрения**):

- повышение энергетической эффективности бурения (снижения расходов на дизельное топливо и уменьшения моточасов работы генераторов) до 30% за счет выравнивания нагрузки на дизель-генераторах и введения в оптимальный для них режим нагрузки, при котором достигаются наилучшие показатели потребления топлива;
- увеличение до 40% межремонтного срока эксплуатации дизельных электростанций за счет компенсации пиковых нагрузок и ограничения скорости нарастания нагрузки на дизель генераторах;
- компенсация реактивной мощности, активная поддержка сети при отклонении величины и частоты сетевого напряжения за счет накопления и последующей выдачи в сеть электрической энергии из-за

возможности включения систем накопления электрической энергии во все используемые системы электроснабжения буровых установок, работающих от высоковольтной сети в 6–10 кВ;

- снижение нагрузки на окружающую среду за счет уменьшения вредных выбросов CO₂ от дизельных электростанций в 3–5 МВт до 25% ежегодно.

Результаты внедрялись при выполнении проектов:

- Программа опытно-промышленных испытаний «Сетевого накопителя энергии» с ООО «РН-Бурение», 2021 год;
- Договор опытно-промышленных испытаний между ООО «НТЦ «Приводная Техника» и ООО «Энерготехсервис», 2022 год.

Председатель комиссии

Директор по стратегическому развитию
ООО «НТЦ «Приводная Техника»



С.А. Чупин

Члены комиссии:

Финансовый директор



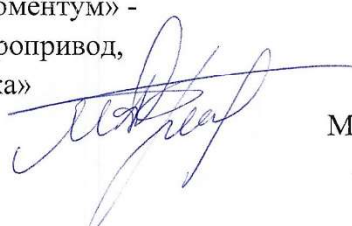
С.П. Тиунов

Директор дивизиона
«Электродвижение»



В.В. Остроухов

Директор учебного центра «Моментум» -
Заведующий кафедрой «Электропривод,
мехатроника и электромеханика»
ЮУрГУ, д.т.н., профессор



М.А. Григорьев

Приложение В

Акт о внедрении результатов диссертационного исследования от ООО «ПКФ-ГазНефтеМаш» по созданию и производству отечественных утяжеленных бурильных труб из немагнитной стали для компоновки низа бурильной колонны



ГазНефтеМаш

ООО «ПКФ-ГазНефтеМаш» • www.pkf-gnm.ru • тел.: +7 499 270-20-88 • info@pkf-gnm.ru

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
ООО «ПКФ-ГазНефтеМаш»
Р.З. Гусманов



АКТ

о внедрении результатов докторской диссертации
Жланеева Олега Валерьевича
по научной специальности 2.8.8. Геотехнология, горные машины

Комиссия в составе:

Председатель: Гусманов Р.З.;

Члены комиссии: Кирьянова Н.В., Малышева О.В., Жаренов Ю.В.

составили настоящий акт о том, что результаты диссертации на тему «ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО СУВЕРЕНИТЕТА ОТРАСЛЕЙ ТЭК РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В УСЛОВИЯХ СНИЖЕНИЯ ИМПОРТА ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СЕРВИСНЫХ УСЛУГ», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук, использованы в деятельности ООО «ПКФ-ГазНефтеМаш» при создании и производстве отечественных утяжеленных бурильных труб из немагнитной стали для компоновки низа бурильной колонны» в виде:

- технических предложений по выплавке немагнитной стали;
- разработке отраслевого технического задания на немагнитную сталь для утяжеленных бурильных труб;
- разработке методики полевых и лабораторных испытаний изделий из отечественной немагнитной стали;
- определении программ использования изделий из немагнитной стали для нужд нефтегазовой отрасли;
- рекомендаций по практическому использованию утяжеленных бурильных труб из немагнитной стали для проведения работ на газовых и нефтяных месторождениях.

Стр. 1 из 3

**ГазНефтеМаш**

Результаты диссертации использованы при разработке следующих нормативно-технических документов, выпущенных ООО «ПКФ-ГазНефтеМаш»:

1. Протокол №05-2021 ОКиПП согласований условий поставки кованых прутков из стали аналога RUMET 960 от 27.04.2021 года;
2. Техническая спецификация № 6, ревизия № 1, от 30.11.2022 на кованые прутки из стали RUMET 960;
3. КД на изделия из стали RUMET 960;
4. Программа испытаний скважинных изделий из стали RUMET 960;

По результатам совместных разработок получен патент «Сталь» (Патент РФ №2784363 по заявке от 16.09.2021 года №2021127290. Сталь).

Использование указанных результатов позволяет:

- создать первую отечественную немагнитную сталь для скважинных изделий нефтегазовой отрасли;
- достичь требуемых параметров по механическим, немагнитным свойствам и коррозионной стойкости изделий;
- сократить сроки на создание и производство изделий из отечественной немагнитной стали.

Результаты внедрялись при выполнении проектов:

1. ООО "ТЕХГЕОБУР", Договор № П-09/027 от 17.08.2009г. Спецификация № 57 от 21.04.2021;
2. ООО "ГЕРС ТЕХНОЛОДЖИ", Договор поставки № П-16/005 от 17.08.2016 г. Спецификация № 8 от 18.10.2021.

Председатель комиссии

Генеральный директор

ООО «ПКФ-ГазНефтеМаш»

Р.З. Гусманов

**ГазНефтеМаш****Члены комиссии:**

Коммерческий директор

ООО «ПКФ-ГазНефтеМаш»

Н.В. Кирьянова

Начальник производства

ООО «ПКФ-ГазНефтеМаш»

О.В. Малышева

Начальник технологического отдела

ООО «ПКФ-ГазНефтеМаш»

Ю.В. Жаренов

Приложение Г
Протокол совещания Министерства энергетики Российской Федерации о рассмотрении
актов внедрения результатов исследования



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(Минэнерго России)

П Р О Т О К О Л

совещания о рассмотрении актов внедрения результатов исследования
Жданеева Олега Валерьевича

от 22 декабря 2022 г.

№ ПС-362пр

Москва

Председательствовал

Первый заместитель Министра энергетики Российской Федерации
П.Ю. Сорокин

Присутствовали: 4 человека (список прилагается)

О рассмотрении актов внедрения результатов исследования
Жданеева Олега Валерьевича
(Сорокин, Рубцов, Жданеев)

Приняли к сведению информацию ведущего научного сотрудника ФГБУН ИНХС им. А.В. Топчиева РАН, заместителя генерального директора ФГБУ «РЭА» Минэнерго России Жданеева Олега Валерьевича «О рассмотрении актов внедрения результатов исследований Жданеева Олега Валерьевича (паспорт РФ выдан Октябрьским РОВД города Томска (702-003) серия 69 02 номер 567285)».

1. По субъекту внедрения АО «Корпорация «МИТ».

Результаты диссертации Жданеева Олега Валерьевича на тему «Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации в условиях снижения импорта зарубежных технологий, оборудования и сервисных услуг», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук по научной

специальности 2.8.8 – Геотехнология, горные машины, использованы при разработке и производстве первого отечественного флота для проведения операций гидравлического разрыва пласта, созданного АО «Корпорация Московский институт теплотехники», в том числе:

- технические предложения для выбора ключевых архитектурных и компоновочных решений комплекса;
- определение программ использования комплекса и подходов к определению параметров надежности флота;
- разработка отраслевого технического задания;
- разработка отраслевой методики испытания;
- определение алгоритмов работы элементов флота;
- рекомендации по практическому использованию комплекса для проведения операций на газовых скважинах и для гидравлического разрыва пласта на месторождениях трудноизвлекаемых запасов нефти и газа.

Результаты диссертации использованы при разработке следующих нормативно-технических документов, выпущенных АО «Корпорация Московский институт теплотехники»:

- комплексная программа экспериментальной отработки комплекса (флота) гидравлического разрыва пласта (2021 г.);
- программа и методика комплексных испытаний опытного образца флота ГРП на комплексном испытательном стенде БТ6007.00.00.00.000. (2022 г.);
- научно-технический отчет «Мобильный комплекс (флот) гидравлического разрыва пласта». Надежность комплекса. Шифр СЧ ОКР: «Комплекс ГРП» (16.08.2021).

По результатам совместных разработок получен патент на изобретение № 2775839 «Способ нагнетания смеси в нефтегазовую скважину и комплекс оборудования - флот ГРП по этому способу».

Использование указанных результатов позволяет:

- создать первый отечественный (степень локализации более 80 %) флот для гидравлического разрыва пласта, работающий при давлении 105 МПа и скорости закачки до 18 м³/мин;
- достичь требуемых параметров надежности комплекса;
- сократить сроки на создание и производство комплекса.

Результаты внедрялись при выполнении государственного контракта № 902-РП001/20/148 на выполнение составной части опытно-конструкторской работы для государственных нужд «Разработка и производство комплексов гидравлического разрыва пласта (флотов ГРП)» в части создания опытного образца (шифр СЧ ОКР: «Комплекс ГРП»).

2. По субъекту внедрения ООО «НТЦ «Приводная Техника».

Результаты диссертации Жданеева Олега Валерьевича на тему «Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации в условиях снижения импорта зарубежных технологий, оборудования и сервисных услуг», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук, использованы при разработке и производстве первой отечественной системы накопления электрической энергии на основе трёхуровневых инверторов для увеличения энергоэффективности и надёжности работы буровых установок для строительства нефтяных и газовых скважин, созданной ООО «НТЦ «Приводная Техника», в том числе:

- технические предложения для выбора ключевых архитектурных и компоновочных решений, выбор гибридной схемы накопителя электроэнергии, состоящей из литий-ионной батареи и батареи суперконденсаторов;
- разработка технологического цикла использования системы накопления электрической;
- разработка методики испытания;
- определение оптимальных режимов эксплуатации системы накопления электрической энергии.

Результаты диссертации использованы при разработке следующих нормативно-технических документов, выпущенных ООО «НТЦ «Приводная Техника»:

- исследования энергетических режимов работы 20 буровых установок для определения оптимальных параметров накопителя;
- программа испытаний на месторождении ЭПТ.19.016 от 22.09.2020;
- технический отчёт по результатам опытно-промышленной эксплуатации;
- руководство пользователя ЭПТ.19.016-02.01 Р.

По результатам совместных разработок опубликована научная статья «Energy storage systems for drilling rigs» в журнале Journal of petroleum exploration and production technology (2021. DOI 10.1007/s13202-021-01248-5).

Использование указанных результатов позволяет:

- повысить энергетическую эффективность бурения (снижение расходов на дизельное топливо и уменьшение моточасов работы генераторов) до 30 % за счет выравнивания нагрузки на дизель-генераторах и введения в оптимальный для них режим нагрузки, при котором достигаются наилучшие показатели потребления топлива;
- увеличить до 40 % межремонтный срок эксплуатации дизельных электростанций за счет компенсации пиковых нагрузок и ограничения скорости нарастания нагрузки на дизель генераторах;
- компенсировать реактивную мощность при отклонении величины и частоты сетевого напряжения за счет накопления и последующей выдачи в сеть электрической энергии из-за возможности включения систем накопления электрической энергии во все используемые системы электроснабжения буровых установок, работающих от высоковольтной сети в 6–10 кВ;
- снизить нагрузку на окружающую среду за счет уменьшения вредных выбросов CO₂ от дизельных электростанций в 3–5 МВт до 25% ежегодно.

Результаты внедрялись при выполнении проектов:

- программа опытно-промышленных испытаний «Сетевого накопителя энергии» с ООО «РН-Бурение» (2021 год);

- договор опытно-промышленных испытаний между ООО «НТЦ «Приводная Техника» и ООО «Энерготехсервис» (2022 год).

3. По субъекту внедрения ООО «ПКФ-ГазНефтеМаш».

Результаты диссертации Жданеева Олега Валерьевича на тему «Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации в условиях снижения импорта зарубежных технологий, оборудования и сервисных услуг», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук, использованы в деятельности ООО «ПКФ-ГазНефтеМаш» при создании и производстве отечественных утяжеленных бурильных труб из немагнитной стали для компоновки низа бурильной колонны» в виде:

- технических предложений по выплавке немагнитной стали;
- разработки отраслевого технического задания на немагнитную сталь для утяжеленных бурильных труб;
- разработки методики полевых и лабораторных испытаний изделий из отечественной немагнитной стали;
- определении программ использования изделий из немагнитной стали для нужд нефтегазовой отрасли;
- рекомендаций по практическому использованию утяжеленных бурильных труб из немагнитной стали для проведения работ на газовых и нефтяных месторождениях.

Результаты диссертации использованы при разработке следующих нормативно-технических документов, выпущенных ООО «ПКФ-ГазНефтеМаш»:

- протокол № 05-2021 ОКиПП согласований условий поставки кованых прутков из стали аналога RUMET 960 от 27.04.2021 года;
- техническая спецификация № 6, ревизия № 1, от 30.11.2022 на кованые прутки из стали RUMET 960;
- КД на изделия из стали RUMET 960;
- программа испытаний скважинных изделий из стали RUMET 960.

По результатам совместных разработок получен патент «Сталь» (Патент РФ № 2784363 по заявке от 16.09.2021 № 2021127290. Сталь).

Использование указанных результатов позволяет:

- создать первую отечественную немагнитную сталь для скважинных изделий нефтегазовой отрасли;
- достичь требуемых параметров по механическим, немагнитным свойствам и коррозионной стойкости изделий;
- сократить сроки на создание и производство изделий из отечественной немагнитной стали.

Результаты внедрялись при выполнении проектов:

- ООО «ТЕХГЕОБУР», договор № П-09/027 от 17.08.2009г. Спецификация № 57 от 21.04.2021;
- ООО «ГЕРС ТЕХНОЛОДЖИ», договор поставки № П-16/005 от 17.08.2016 г. Спецификация № 8 от 18.10.2021.

РЕШИЛИ:

1. На основании экспертного рассмотрения актов внедрения результатов исследования Жданеева Олега Валерьевича (паспорт РФ выдан Октябрьским РОВД города Томска (702-003) серия 6902 номер 567285), подготовившего диссертацию на тему «Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации в условиях снижения импорта зарубежных технологий, оборудования и сервисных услуг» на соискание ученой степени доктора технических наук по научной специальности 2.8.8 – Геотехнология, горные машины, признать существенными для развития топливно-энергетического комплекса, решения актуальных задач, стоящих перед нефтегазовой отраслью, и создания передовых образцов оборудования и технологий.

2. Рекомендовать Департаменту нефтегазового комплекса Минэнерго России (А.С. Рубцову) использовать результаты исследования Жданеева О.В. в текущей деятельности в рамках компетенций.


П.Ю. Сорокин

**Список участников
совещания о рассмотрении актов внедрения результатов исследования
Жданеева Олега Валерьевича**

Минэнерго России		
1.	Сорокин Павел Юрьевич	первый заместитель Министра энергетики Российской Федерации
2.	Рубцов Антон Сергеевич	директор Департамента нефтегазового комплекса
3.	Иванов Владимир Владимирович	заместитель директора Департамента нефтегазового комплекса
ФГБУ «РЭА» Минэнерго России		
4.	Жданеев Олег Валерьевич	заместитель генерального директора

Приложение Д
Справка от Министерства энергетики Российской Федерации

**Министерство энергетики
Российской Федерации**
(МИНЭНЕРГО РОССИИ)

**ПЕРВЫЙ ЗАМЕСТИТЕЛЬ
МИНИСТРА**

ул. Щепкина, д. 42, стр. 1, стр. 2,
г. Москва, ГСП-6, 107996
Телефон (495) 631-98-58, факс (495) 631-83-64
E-mail: minenergo@minenergo.gov.ru
<http://www.minenergo.gov.ru>

Санкт-Петербургский горный
университет
Диссертационный совет ГУ2

г. Санкт-Петербург,
ВО, 21 линия, д. 2, 199106

01.12.2022 № ПС-17885/01
На № _____ от _____

СПРАВКА

Настоящей справкой удостоверяется, что результаты диссертационного исследования «Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации в условиях снижения импорта зарубежных технологий, оборудования и сервисных услуг» Жданеева Олега Валерьевича обладают актуальностью, представляют практический интерес для решения задач научно-технического развития топливно-энергетического комплекса Российской Федерации и были использованы при создании и работы Индустриальных центров компетенций «Нефтегаз, нефтехимия и недропользование» и «Электроэнергетика», рабочей группы по вопросам цифровой трансформации угольной промышленности при Совете по цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса, разработке нормативно-правовых актов и документов стратегического характера, в том числе:

- Энергетической стратегии России на период до 2030 года;
- BRICS Energy Technology Report;
- Федерального проекта «Чистая энергетика»;
- Федерального проекта «Технологии освоения трудноизвлекаемых углеводородов»;

- Концепции по развитию производства и использования электрического транспорта в Российской Федерации на период до 2030 года;
- Концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации;
- Технологической стратегии развития водородной отрасли до 2035 года;
- Комплексной программы развития отрасли низкоуглеродной водородной энергетики в Российской Федерации;
- Плана мероприятий «развитие водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года;
- Формировании Перечня инициатив социально-экономического развития до 2030 г.;
- Генеральной схемы развития нефтяной отрасли до 2035 г.



П.Ю. Сорокин

Приложение Е
Справка от Министерства промышленности и торговли Российской Федерации



**МИНИСТЕРСТВО
ПРОМЫШЛЕННОСТИ
И ТОРГОВЛИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(МИНПРОМТОРГ РОССИИ)
ЗАМЕСТИТЕЛЬ МИНИСТРА**

Пресненская наб., д. 10, стр. 2, Москва, 125039

Тел. (495) 539-21-66

Факс (495) 547-87-83

<http://www.minpromtorg.gov.ru>

09.12.2022 № 8/14

На № _____ от _____

СПРАВКА

Настоящим сообщается, что результаты диссертационного исследования «Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК Российской Федерации в условиях снижения импорта зарубежных технологий, оборудования и сервисных услуг» Жданеева Олега Валерьевича представляют практический интерес для решения задач научно-технического развития топливно-энергетического комплекса Российской Федерации и были использованы Минпромторгом России в следующих проектах:

- разработка нормативно-правового акта по Постановлению Правительства №109 «Об утверждении Правил предоставления из федерального бюджета субсидий российским организациям на финансовое обеспечение части затрат на создание научно-технического задела по разработке базовых технологий производства приоритетных электронных компонентов и радиоэлектронной аппаратуры»;
- разработка нормативно-правового акта по Постановлению Правительства №719 «О подтверждении производства промышленной продукции на территории Российской Федерации» в рамках внедрения балльной системы оценки для продукции по ОКПД 26.51.63.130 «Счетчики производства или потребления электроэнергии»;

- развитие производства отечественных интеллектуальных приборов учета (ИПУ), в рамках которого разработаны и утверждены ОТТ для ИПУ, а также инициированы разработки и серийное производство электронных компонентов для ИПУ - микроконтроллер, микросхема памяти, интерфейсная микросхема, датчик магнитного поля, СКЗИ;
- создание средств производства и материалов для силовой электроники на карбиде кремния, в рамках которого проведены предварительные исследования с целью создания отечественного производства силовых полупроводниковых приборов и инициирован проект по разработке установок роста кристаллов диаметром 6 дюймов;
- пилотный проект по консолидации спроса для модернизации Государственной информационной системы промышленности (ГИСП), в рамках которого были разработаны и переданы: методология оценки возможности обеспечения оборудованием, матрица оценки возможности обеспечения оборудованием и дорожная карта масштабирования проекта;
- создании и определении приоритетов работы АНО «Аппаратно-программные комплексы и системы управления в ТЭК».



В.В. Шпак

Приложение Ж
Справка об авторском вкладе от Коллегии военно-промышленной комиссии Российской Федерации



**КОЛЛЕГИЯ
ВОЕННО-ПРОМЫШЛЕННОЙ
КОМИССИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

«7» декабря 2022 г.

№ 14593п-П22ВПК

Санкт-Петербургский горный
университет. Диссертационный совет
ГУ2

г. Санкт-Петербург, ВО, 21 линия, дом 2,
199106

103274, Москва, Краснопресненская наб., д. 2

ОТЗЫВ

на диссертацию "Обеспечение технологического суверенитета отраслей ТЭК
Российской Федерации в условиях снижения импорта зарубежных технологий,
оборудования и сервисных услуг" Жданеева Олега Валерьевича

В диссертационном исследовании поднимается важная задача повышения эффективности взаимодействия оборонно-промышленного комплекса (далее – ОПК) и топливно-энергетического комплекса (далее – ТЭК) для обеспечения технологического суверенитета и достижения целевых показателей диверсификации, определенных Президентом Российской Федерации В.В.Путиным.

О.В.Жданевым проведена большая методологическая работа, разработана комплексная модель взаимодействия предприятий ОПК и ТЭК при реализации проектов создания высокотехнологичного оборудования от технической идеи до серийного образца, что позволяет: исключить типовые риски взаимодействия ОПК с ТЭК на системной основе; уменьшить критический путь реализации проектов; повысить качество и количество совместных проектов ОПК–ТЭК.

О.В.Жданевым предложенный алгоритм взаимодействия апробирован в рамках организованных при его личном участии выездных мероприятий на производственных объектах ТЭК и ОПК, в том числе на предприятии



ПАО "Татнефть" (2019 г.), ПАО "Сургутнефтегаз" (2020 г.), ПАО "Транснефть" (2021 г.), АО "Концерн ВКО "Алмаз – Антей" (2021 г.).

В рассматриваемой работе определены ключевые вызовы и предложены конкретные рекомендации для их решения.

Полученные в рамках проведения диссертационного исследования результаты обладают актуальностью, большой практической значимостью для оборонно-промышленного и топливно-энергетического комплексов Российской Федерации для решения задач научно-технического развития и комплексного освоения и сохранения недр страны.

Заместитель председателя коллегии
Военно-промышленной комиссии
Российской Федерации



О.Бочкарев

Бочкарев О.И. (тел. 605-51-33)



Приложение И

Справка об авторском вкладе от ПАО «Пермская научно-производственная приборостроительная компания»

Публичное акционерное общество
«Пермская научно-производственная
приборостроительная компания»
Россия, 614007, г. Пермь, ул. 25 Октября, 106
Тел.: +7 (342) 240 05 28; факс: +7 (342) 280 97 19
Приемная: +7 (342) 240 05 02
Справочная: +7 (342) 240 05 12
ИНН 5904000395, КПП 590401001
E-mail: root@pnppk.ru
www.pnppk.ru



Public Joint Stock
«Perm Scientific-Industrial
Instrument Making Company»
Russia, 614007, Perm, 25th October St., 106
Phone: +7 (342) 240 05 02, Fax: +7 (342) 280 97 19
E-mail: root@pnppk.ru www.pnppk.ru



27.09.2022 № 66/77-193-сп

На № _____ от _____

СПРАВКА об авторском вкладе

Жданев Олег Валерьевич принимает активное участие в создании российского акселерометра компенсационного типа (далее - акселерометр) для применения в скважинной аппаратуре в процессе бурения нефтяных и газовых скважин, в том числе инициировал процесс создания устройства, разработал первоначальные и актуализировал отраслевое техническое задание и отраслевую методику проведения стендовых испытаний, принял участие в выработке ключевых технических решений.

На сегодняшний день (сентябрь 2022 г.) произведены опытные образцы акселерометров компанией ПАО «Пермская научно-производственная приборостроительная компания» (ПНППК) и проводятся стендовые испытания, которые показали соответствие точностных показаний техническому заданию. Считаем, что Жданев Олег Валерьевич внес значительный вклад в создание российского высокотехнологичного акселерометра для скважинной аппаратуры, которые ранее не выпускались российскими приборостроительными компаниями.

Исполнительный директор



В.А. Ряпосов

Приложение К
Справка об авторском вкладе от АО «Русполимет»

**РУСПОЛИМЕТ**

(АО «Русполимет»)

607018, Россия
Нижегородская область, г.о.г. Кулебаки,
г. Кулебаки, ул. Восстания, 1/15, каб. 304
Факс: +7 (83176) 5-12-75, 5-44-60
Тел.: +7 (83176) 7-90-00, 7-90-69
E-mail: ruspolymet@ruspolymet.ru

ОГРН 1055214499966
ИНН/КПП 5251008501/525101001

№ б/н от 03.10 2022 г.

По месту требования

СПРАВКА
Об авторском вкладе

Одним из ключевых элементов нефтегазового машиностроения является производство немагнитных сталей и сплавов. Данный вид материалов широко применяются при производстве систем геонавигации, телеметрии и измерений в процессе бурения нефтяных и газовых скважин.

Жданеев Олег Валерьевич принимал участие в разработке, производстве, проведении испытаний и внедрении в эксплуатацию российской немагнитной стали для компоновки низа буровой колонны с уровнем локализации не менее 95%, включая разработку и утверждение отраслевого технического задания, методики испытания, разработки ключевых технических решений и проведении испытаний.

В третьем квартале 2022 года осуществлен переход к серийному производству немагнитных сталей с целью полного замещения импортируемых аналогов к 2025 году.

Внедрение отечественных немагнитных сталей в российской промышленности обеспечит устойчивые поставки критического сырья отечественным производителям высокотехнологичного оборудования для нефтегазовой отрасли, вне зависимости от геополитической ситуации. Наличие производства таких материалов внутри страны позволит контролировать производителям оборудования для нужд ТЭК всевозможные риски, что обеспечит конкурентное преимущество отечественных разработок, а также значительный отраслевой эффект.

Технический директор
АО «Русполимет»



Сапунов А.Л.

Приложение Л
Справка об авторском вкладе от ФГБНУ «Технологический институт сверхтвердых и новых углеродных материалов»



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное научное учреждение
**«Технологический институт сверхтвердых
и новых углеродных материалов»**
ФГБНУ ТИСНУМ

108840, г. Москва, г. Троицк, ул. Центральная, 7а; тел.: +7 (499) 272-23-13; факс: +7 (499) 400-62-60
e-mail: info@tisnum.ru; ОГРН 1025006036439; ИНН 5046054720; КПП 775101001

№ 22-09-29-250
от 29 сентября 2022г.

По месту требования

СПРАВКА

об авторском вкладе

Жданев Олег Валерьевич принимал участие в проекте разработки и создания производства отечественных поликристаллических алмазных резцов для нефтегазовой отрасли, в том числе в проведении анализа отраслевого спроса на продукцию, формировании технического задания, анализе компетенций предприятий Российской Федерации для реализации проекта, выработке ключевых технических решений. Совместно с АО «НПО «Курган» и ФГБНУ ТИСНУМ утверждены технологические условия на выпуск опытной партии образцов, технологическая схема предсерийного производства в г. Кургане.

И.о. директора

Научный руководитель
руководитель проекта

ФГБНУ ТИСНУМ,



А.С. Усеинов

В.Д. Бланк

006573

Приложение М
Справка об авторском вкладе от ООО НТЦ «Приводная техника»



ООО НТЦ «ПРИВОДНАЯ ТЕХНИКА»
 40-летия Октября ул., д. 19, г. Челябинск, 454007
 тел.: (351) 775-14-20
 факс: (351) 775-14-16
 e-mail: office@momentum.ru
 http://www.momentum.ru
 ОКПО 51493276, ОГРН 1027402926891,
 ИНН/КПП 7453060480/745201001,
 р/сч. 40702810900310002071
 в ПАО «Челябинвестбанк», г. Челябинск,
 БИК 047501779, кор/сч. 30101810400000000779

27.09.2022 № 22/ 0944
 на № _____ от _____

об авторском вкладе

СПРАВКА

Жданеев Олег Валерьевич принимал участие в создании системы накопления электрической энергии для сектора бурения в формате контейнера с системой управления на базе отечественных трёхуровневых инверторов, включая постановку задачи и разработку технического задания, методики испытания и ключевых технических решений.

В 2021 году были проведены комплексные испытания СНЭЭ в нефтегазовой отрасли, в секторе бурения. Полевые испытания системы подтвердили следующие целевые показатели проекта:

- Уменьшение расхода дизельного топлива на снабжение буровых установок до 20-30% (зависит от мощности СНЭЭ) с достижением общего положительного экономического эффекта в сравнении со снабжением буровых установок исключительно от дизельных электростанций (далее – ДЭС);
- Увеличение до 40% межремонтного срока эксплуатации ДЭС;
- Исключение необходимости увеличения численности персонала на буровой площадке – обсуживает инженер-энергетик/электронщик буровой организации;
- Высокая автономность работы – контроль параметров 1 раз в смену.
- Увеличение до 40% межремонтного срок эксплуатации ДЭС за счёт компенсации пиковых нагрузок и ограничении скорости нарастания нагрузки на дизель генераторах.

СНЭЭ позволят нефтегазодобывающим компаниям использовать современные энергонасыщенные буровые установки (от 3 до 5 МВт) на слабых высоковольтных сетях и в отдалении от электроподстанций в случае отсутствия снабжения от ДЭС. Покрытие пиковых нагрузок БУ за счет СНЭЭ позволит ликвидировать просадки напряжения в слабых сетях, что положительно отразится на соседних потребителях сети на месторождении, к примеру погружных насосов. В экологическом плане СНЭЭ значительно снизят нагрузки на окружающую среду за счет уменьшения вредных выбросов CO₂ от ДЭС в 3-5 МВт до 25% ежегодно.

Генеральный директор

А.А. Буланов



Система менеджмента качества сертифицирована

Приложение Н
Справка об авторском вкладе от АО «Корпорация МИТ»



Березовая аллея, д. 10, Москва, Россия, 127273
 Телефон: (499) 907-37-74, Телефакс: (499) 907-37-29;
 e-mail: info@corp-mit.ru

от 06.10.2022 № 5/1569-163

На № _____ от _____



СПРАВКА

Об авторском вкладе

Жданеев Олег Валерьевич принимал активное участие в создании первого российского комплекса гидравлического разрыва нефтяных и газовых пластов с возможностью обеспечения большеобъемного высокорасходного гидроразрыва пласта, в том числе при анализе потребностей ТЭК и постановке задачи, включая разработку и утверждение обобщенного отраслевого технического задания и отраслевой методики испытаний. В ходе реализации проекта Жданеев О.В. входил в состав Совета генеральных (главных) конструкторов и директоров по созданию комплекса ГРП, учрежденного руководством государственного заказчика проекта – Государственной корпорацией по космической деятельности «Роскосмос», где осуществлял коммуникацию между предприятиями ТЭК, Министерством энергетики России и кооперацией разработчиков комплекса, а также занимался разработкой ключевых архитектурных и технологических решений комплекса. По результатам научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ был оформлен патент на изобретение № 2775839 «Способ нагнетания смеси в нефтегазовую скважину и комплекс оборудования – флот ГРП по этому способу», одним из авторов которого является Жданеев О.В.

Создание отечественного комплекса гидроразрыва пласта с максимальным рабочим давлением закачки жидкости 105 МПа, расходом проппантно-жидкостной смеси до 16 м³/мин позволит в условиях санкций своевременно закрыть потребность ТЭК в оборудовании ГРП для освоения

020387

месторождений трудноизвлекаемых запасов нефти и газа, которая по предварительным оценкам составляет около 40 флотов ГРП до 2030 года. При создании и выпуске опытного образца флота ГРП были задействованы передовые предприятия ОПК, решающие при этом задачу диверсификации производства.

Запуск серийного производства российского комплекса для проведения гидроразрыва пласта на нефтяных и газовых месторождениях планируется в четвертом квартале 2023 года.

Разработка и выпуск российского флота для проведения гидроразрыва пласта является существенным этапом для обеспечения технологического суверенитета нефтегазового комплекса Российской Федерации.

Генеральный конструктор,
Академик РАН,
Герой Труда России



Ю.С. Соломонов

Приложение П
Справка об авторском вкладе от ООО «РЭДАЛИТ Шлюмберже»

ООО «РЭДАЛИТ Шлюмберже»

Россия, Липецкая обл., 399081
Грязинский р-н, с. Казинка
ОЗЗ ППТ «Липецк»
Тел.: +7 (495) 935-82-00,
Факс: +7 (495) 935-82-00

Schlumberger

Справка об авторском вкладе

Жданев Олег Валерьевич принимал участие в создании российского производственного комплекса в г. Липецк для производства ступеней электроцентробежных насосов с массовым внедрением технологий Индустрия 4.0 и выработке ключевых технических решений. В период 2016-2018гг. осуществлял координацию взаимодействия служб в рамках реализации данного проекта. Награжден почетной грамотой Липецкой области (распоряжение Главы администрации №74-рг от 20.12.2018г.) за создание и ввод в строй уникального завода высокоточного литья в особой экономической зоне "Липецк".

Генеральный директор
ООО «РЭДАЛИТ Шлюмберже»

Малеев В. С.

