

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет»

На правах рукописи

Старшая Валерия Владимировна



ДЕПАРАФИНИЗАЦИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ
ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С
ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКОЙ

Специальность 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
доктор технических наук, профессор
Шклярский Я.Э.

Санкт-Петербург – 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН.....	12
1.1 Электроснабжение труднодоступных нефтяных месторождений	12
1.2 Образование парафиновых отложений в нефтяных скважинах	15
1.3 Анализ методов депарафинизации нефтяных скважин	18
1.4 Автономное электроснабжение электрического греющего кабеля для депарафинизации нефтяных скважин	20
1.5 Выбор основного источника электроснабжения электротехнического комплекса	25
1.6 Выбор методики оценки количества солнечного излучения	32
1.7 Электротехнические комплексы с фотоэлектрическими установками	39
1.8 Технологии производства фотоэлектрических панелей.....	42
1.9 Обоснование необходимости создания автономного электротехнического комплекса с фотоэлектрической установкой.....	47
1.10 Выводы к Главе 1	51
ГЛАВА 2 СТРУКТУРА И ПАРАМЕТРЫ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКОЙ ДЛЯ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН	52
2.1 Изменение температуры водонефтяной смеси в зависимости от параметров нефтяной скважины и физико-химических свойств нефти	52
2.2 Глубина образования парафиновых отложений в насосно-компрессорных трубах нефтяных скважин	59
2.3 Анализ необходимого количества электроэнергии для депарафинизации нефтяных скважин	64
2.4 Математическое моделирование стохастического изменения солнечного излучения с учетом облачности	71
2.5 Аналитическое исследование параметров ФЭП.....	79
2.6 Выбор параметров фотоэлектрической установки в составе электротехнического комплекса.....	87
2.7 Выводы к Главе 2	92
ГЛАВА 3 ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС С ПИТАНИЕМ ОТ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ	93
3.1 Оценка влияния изменения температуры ФЭП на выработку электроэнергии ФЭУ	93

3.2	Имитационное моделирование автономного электротехнического комплекса с фотоэлектрической установкой	96
3.3	Моделирование процесса депарафинизации нефтяной скважины при использовании ЭТК с ФЭУ	102
3.4	Обоснование параметрической достаточности автономного электротехнического комплекса для депарафинизации нефтяных скважин	109
3.5	Экспериментальные исследования работы электротехнического комплекса с фотоэлектрической установкой	116
3.6	Выводы по Главе 3.....	122
ГЛАВА 4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА		124
4.1	Методика обоснования структуры ЭТК с ФЭУ для депарафинизации нефтяных скважин.....	124
4.2	Технико-экономическое обоснование использования ФЭУ в составе автономного ЭТК	127
4.3	Оценка экологического воздействия использования разработанного ЭТК на окружающую среду	132
4.4	Выводы по Главе 4.....	138
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		140
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ		142
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ		144
ПРИЛОЖЕНИЕ А Свидетельство о государственной регистрации базы данных		161
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ		162
ПРИЛОЖЕНИЕ В Акт о внедрении результатов исследования		163

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Постепенное истощение крупных нефтегазоносных залежей приводит к необходимости совершенствования существующих технологий разработки новых месторождений, включая малые месторождения с запасами менее 1 млн тонн, доля которых составляет до 12% от общего запаса нефти в Российской Федерации. Разработка таких месторождений осложняется отсутствием развитой транспортной сети, и самое главное, удаленностью от системы централизованного электроснабжения. Территориальная рассредоточенность потребителей, рост затрат на сооружение и обслуживание линий электропередач (ЛЭП) являются основными преградами на пути повышения надежности и экономичности электроснабжения. Кроме этого, эксплуатация месторождений с трудноизвлекаемыми запасами осложняется образованием парафиновых отложений (ПО) на внутренней поверхности стенок насосно-компрессорных труб (НКТ) нефтяных скважин. В России около 78% от всех нефтяных месторождений по концентрации ПО являются средне- (1,5–6%) и высокопарафинистыми (6–10%). Большинство парафинистых нефтей находится в Волго-Уральской, Западно-Сибирской и Северо-Кавказской нефтегазоносных провинциях, обеспечивающих свыше 80% добычи в стране. Электротермический метод прогрева нефтяных скважин признан одним из наиболее эффективных способов предотвращения образования и удаления ПО. Однако использование данного метода теплового воздействия зачастую ограничено недостаточной подготовленностью объектов к промышленному освоению; износом энергетической инфраструктуры; экологическими проблемами, связанными с добычей нефти. Тема диссертации является актуальной, поскольку разработка и внедрение автономных электротехнических комплексов (ЭТК) с питанием от фотоэлектрической установки (ФЭУ) позволит повысить энергоэффективность электроснабжения труднодоступных месторождений, включая малые месторождения, удаленные от централизованной энергосистемы; предотвратить образование парафиновых отложений в нефтяных скважинах; обеспечить

энергосбережение за счет сокращения потерь мощности и потребления электроэнергии; повысить экологическую безопасность эксплуатации нефтяных месторождений.

Степень разработанности темы исследования

На сегодняшний день технологии фотоэлектрического преобразования солнечного излучения в электричество постоянно совершенствуются. Помимо широкоизвестных технологий на основе моно- и поликристаллического кремния, сегодня получили широкое распространение гетероструктурные фотоэлектрические панели (ФЭП), разработкой которой занимаются ученые в Санкт-Петербурге под руководством д.т.н. Тербукова Е.И. в ведущем научно-техническом центре тонкопленочных технологий ООО «НТП ТПТ» в области развития солнечной энергетики.

Энергоснабжению потребителей с использованием автономных электротехнических комплексов (ЭТК) с ФЭУ посвящены работы отечественных и зарубежных ученых: Абрамович Б.Н., Велькин В.И., Кенден К.В., Кирпичникова И.М., Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Сивков С.И., Gan L.K., Mehrjerdi H., Kosmadakis I.E., Elmasides C., Bortolini M., Kazem H.A. и другие.

Исследованиями режимов работы ЭТК для электроснабжения объектов нефтяной промышленности и проблем обеспечения электроснабжения потребителей на основе применения автономных источников энергии занимались многие ученые, среди которых стоит отметить Абрамовича Б.Н., Сивкова С.И., Сивкова А.А. и Федотова А.И.

Результаты предыдущих исследований доказали, что основным фактором, влияющим на кристаллизацию парафинов при добыче углеводородов, является снижения температуры нефти в НКТ скважин. Одним из эффективных методов депарафинизации нефтяных скважин является применение электрических греющих кабелей. Наиболее распространенным схемно-техническим решением электротермического прогрева нефтяных скважин является опосредованное подключение электрического греющего кабеля от централизованной энергосистемы. Во многих условиях эксплуатации нефтяных скважин

применение такого схемно-технического решения ограничено или невозможно и требуется разработка комплекса с автономным электроснабжением.

Таким образом, использование электротермических методов прогрева нефтяных скважин с целью уменьшения концентрации ПУ и использование автономных источников электроснабжения были по отдельности рассмотрены во многих работах. Однако вопрос повышения энергоэффективности работы нефтяных скважин на новых, перспективных месторождениях парафинистой нефти, удаленных от централизованной энергосистемы, до сих пор остается нерешенным. В данной области остались вопросы, требующие дальнейшей проработки: обоснование возможности использования ФЭУ в качестве единственного источника электроэнергии для обеспечения автономного электроснабжения объектов нефтяной промышленности с периодическим режимом работы; обоснование структурной и параметрической достаточности ЭТК для депарафинизации и повышения энергоэффективности работы нефтяных скважин.

Объект исследования – автономный электротехнический комплекс с питанием от фотоэлектрической установки для депарафинизации нефтяных скважин.

Предмет исследования – параметрическая достаточность электротехнического комплекса для депарафинизации нефтяных скважин, его оптимизация, а также разработка алгоритма управления.

Цель работы: повышение энергоэффективности работы нефтяных скважин путем разработки автономного электротехнического комплекса с фотоэлектрической установкой для предотвращения образования парафиновых отложений в насосно-компрессорных трубах с учетом периодических режимов работы источника электроснабжения для различных способов добычи нефти.

Идея работы

Депарафинизация нефтяных скважин достигается за счет использования фотоэлектрической установки в качестве энергоэффективного автономного источника электроснабжения электрического греющего кабеля, которая

способна обеспечить предотвращение образования парафиновых отложений в течение года без дополнительных источников энергии при условии компенсации стохастического характера прихода солнечного излучения за счет эффекта теплового аккумулятора в скважине и времени межочистного периода.

Основные задачи исследования:

1. Анализ современного состояния проблемы электроснабжения нефтяных месторождений парафинистой нефти, удаленных от централизованной энергосистемы. Обоснование необходимости внедрения автономного электропитания от ФЭУ.

2. Определение степени влияния физико-химических свойств нефти и характеристик эксплуатации нефтяной скважины на необходимое количество электроэнергии для электротермического прогрева для предотвращения образования парафиновых отложений.

3. Математическое моделирование учета стохастического изменения солнечного излучения и анализ параметров фотоэлектрических панелей для обоснования структуры и параметров автономного ЭТК с ФЭУ.

4. Разработка имитационной модели автономного ЭТК с питанием от ФЭУ, позволяющей оценить величину генерируемой энергии в зависимости от структуры комплекса и параметров системы генерации.

5. Выявление зависимостей процесса депарафинизации нефтяной скважины от годовой выработки электрической энергии ФЭУ для обоснования структурной и параметрической достаточности ЭТК и выбора оптимальных параметров комплекса.

6. Разработка и проведение экспериментальных исследований на физической модели ЭТК с ФЭУ для проверки адекватности математического и имитационного моделирования.

7. Разработка методики обоснования структуры и параметров ЭТК с ФЭУ для депарафинизации нефтяных скважин. Экономическое и экологическое

обоснование эффективности применения автономного ЭТК с ФЭУ на нефтяных месторождениях, удаленных от централизованной энергосистемы.

Научная новизна работы:

Определены зависимости установленной мощности ФЭУ с учетом стохастического изменения солнечного излучения от основных параметров нефтяной скважины и характеристик нефти, выбранных на основе факторного анализа: коэффициента обводненности продукции, суточного дебита, диаметра НКТ, длины ствола скважины и коэффициента теплопередачи между скважинной продукцией и горной породой.

Выявленные медианные электрические, механические и эксплуатационные параметры российских ФЭП являются теоретической основой для имитационного моделирования ЭТК с ФЭУ.

Разработана методика обоснования структуры и выбора параметров автономного ЭТК с ФЭУ, при применении которой обеспечивается требуемое количество электроэнергии для депарафинизации нефтяных скважин с фонтанным и механизированным способом добычи нефти.

Обоснована возможность использования автономного ЭТК с ФЭУ для депарафинизации нефтяных скважин в квазипериодическом режиме работы за счет установленных оптимальных параметров комплекса, при которых отсутствует период внепланового простоя нефтяных скважин.

Теоретическая и практическая значимость работы:

Методические рекомендации по выбору состава электротехнического комплекса с ФЭУ и параметров односторонних ФЭП при проведении технико-экономического обоснования внедрения автономной системы электротермического прогрева нефтяных скважин внедрены в производственный процесс ООО «Научно-технический центр тонкопленочных технологий (НТЦ ТПТ)».

Результаты могут быть использованы в качестве теоретического руководства и/или экспериментальной базы при проектировании новых или модернизации существующих автономных электротехнических комплексов с

ФЭУ. Получен акт внедрения от 26.12.2022, утвержденный генеральным директором ООО «НТЦ ТПТ» Ореховым Д.Л. (приложение В).

Методология и методы исследования.

В работе теоретические исследования осуществлялись с использованием методов численного анализа и сбора больших данных в пакете Excel и MathCad; при разработке электротехнического комплекса применялись методы аналитического уравнения тренда, программирование на языке Python, математического моделирования и прогнозирования. Имитационное моделирование осуществлялось в системе MatLab Simulink; апробация результатов проведена на основе результатов лабораторных и экспериментальных исследований.

На защиту выносятся следующие положения:

1. Использование фотоэлектрической установки без дополнительных источников электроэнергии в качестве автономного источника электропитания электротехнического комплекса должно быть основано на применении разработанной методики обоснования структуры и параметров комплекса с учётом физико-химических свойств нефти, характеристик эксплуатации нефтяной скважины, вариации солнечного излучения в месте размещения при фонтанном и механизированном способах добычи нефти.

2. Обеспечение выбора достаточной номинальной мощности фотоэлектрической установки в составе автономного электротехнического комплекса для депарафинизации и повышения энергоэффективности работы нефтяных скважин должно осуществляться с учетом установленной зависимости времени простоя скважины от угла наклона фотоэлектрических панелей и влияния длины электрического греющего кабеля, размещенного внутри насосно-компрессорной трубы.

Степень достоверности результатов исследования

Защищаемые научные положения, выводы и рекомендации подтверждают свою достоверность применением известных теорий и методов математического моделирования электротехнических комплексов, компьютерного имитационного

моделирования, а также результатами проведения лабораторных и экспериментальных исследований.

Апробация результатов

Основные положения и результаты диссертационной работы были представлены на всероссийских и международных конференциях: Международная конференция «Менеджмент, экономика, этика, технология 2022», г. Санкт-Петербург, 2022 г.; Международный форум-конкурс студентов и молодых ученых «Актуальные проблемы недропользования», г. Санкт-Петербург, 2022 г.; Всероссийская конференция «Полезные ископаемые России», г. Санкт-Петербург, 2022 г.; Международная конференция «Менеджмент, экономика, этика, технология 2021», г. Санкт-Петербург, 2021 г.; Первая международная конференция «Человек в Арктике», г. Санкт-Петербург, 2021 г.; Международный форум-конкурс студентов и молодых ученых «Актуальные проблемы недропользования», г. Санкт-Петербург, 2022 г.; Международная научно–практическая конференция «Инновации и перспективы развития горного машиностроения и электромеханики: IPDME-2021», г. Санкт-Петербург, 2021 г.; International Scientific Electric Power Conference ISEPC-2021, г. Санкт-Петербург, 2021 г.; Международный форум-конкурс студентов и молодых ученых «Актуальные проблемы недропользования», г. Санкт-Петербург, 2021 г.; Международная конференция «IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering», г. Санкт-Петербург, 2020 г.; Международный молодёжный научно-практический форум «Нефтяная столица», г. Ханты-Мансийск, 2020 г.; Всероссийская конференция-конкурс студентов и аспирантов, г. Санкт-Петербург, 2020 г.

Личный вклад автора. Сформулированы цели, задачи, научные положения. Предложена методика обоснования структуры и выбора параметров ЭТК с учётом реологических свойств нефти, характеристик эксплуатации нефтяной скважины, вариации солнечного излучения в месте размещения при фонтанном и механизированном способе добычи нефти. Сформированы зависимости, позволяющие произвести оптимизацию параметров ФЭУ для депарафинизации

нефтяных скважин. Проведено имитационное и экспериментальное моделирование режимов работы ЭТК. Доказана эффективность применения ЭТК с ФЭУ для электротермического прогрева нефтяных скважин.

Публикации. Результаты диссертационного исследования освещены в 22 печатных работах [12, 13, 14, 16, 17, 19, 31, 37, 38, 39, 40, 67, 68, 73, 80, 75, 94, 95, 113, 115, 116, 124] в том числе в 2 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, в 6 статьях - в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получено 1 свидетельство о государственной регистрации базы данных (номер свидетельства 2020620747), подана 1 заявка на программу ЭВМ (номер заявки 2023660166/69, дата приоритета 23.05.2023), (приложения А, В).

Структура работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, четырех глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 124 наименования, 3 приложения. Диссертация изложена на 164 страницах машинописного текста, содержит 98 рисунков и 24 таблицы.

Благодарности. Автор выражает благодарность кандидату технических наук, доценту кафедры электроэнергетики и электромеханики Горного университета Бельскому Алексею Анатольевичу за помощь в подготовке и проведении научных исследований и формировании главной идеи диссертационной работы.

ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

1.1 Электроснабжение труднодоступных нефтяных месторождений

В соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2035 года, подготовленной Минэнерго РФ в 2020 году (Распоряжение Правительства от 9 июня 2020 г. № 1523-р), одной из пяти ключевых проблем, с которой сталкивается топливно-энергетический комплекс (ТЭК) РФ, является увеличение себестоимости добычи вследствие преобладания трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) и высокой выработанности «зрелых» месторождений, что усложняет удержание достигнутых уровней добычи нефти и обуславливает необходимость применения дорогостоящих технологий добычи [78]. Динамика роста доли трудноизвлекаемых запасов нефти в РФ в период с 1976 по 2023 год представлена на рисунке 1.1. К 2023 году доля ТРИЗ составила более 60% от общей доли разведанных запасов в России [22]. К 2030 году по данным Минэнерго РФ прогнозируется увеличение доли ТРИЗ до 70% [22].

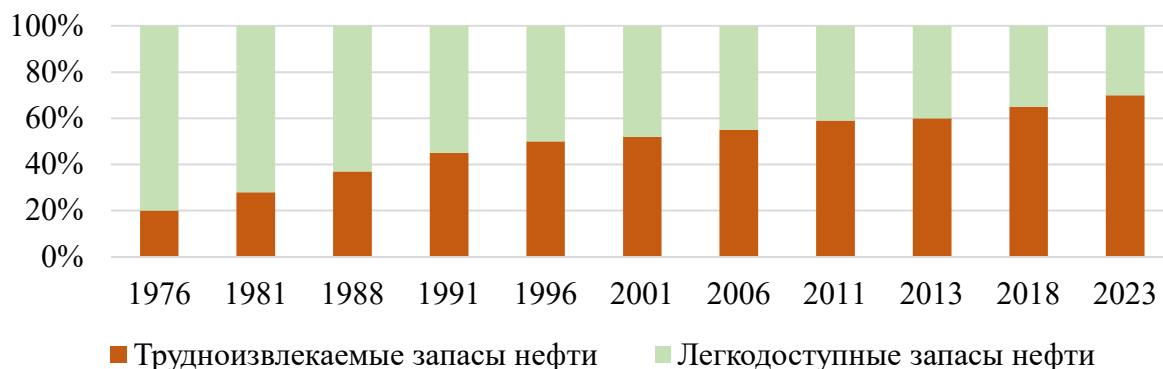


Рисунок 1.1 – Рост доли трудноизвлекаемых запасов нефти в Российской Федерации в период с 1976 по 2023 гг.

Отсюда вытекает необходимость решения крупной проблемы, имеющей высокое значение для экономики страны – повышение объемов добычи и повышение коэффициента извлечения нефти с 28 до 40% [78]. Поскольку имеющиеся запасы и ресурсы распределенного фонда недр в основных районах добычи нефти могут обеспечить воспроизводство минерально-

сырьевой базы в ближайшие 10–15 лет не более чем наполовину, все большее значение будет иметь ввод в эксплуатацию новых месторождений, включая малые месторождения с запасами менее 1 млн тонн, доля которых составляет до 12% от общего запаса нефти [15, 26].

Подходы к освоению и разработке таких месторождений будут существенно отличаться от традиционных и будут осложняться труднодоступностью залежей, отсутствием предпосылок к развитой дорожной и железнодорожной транспортной сети, удаленностью от централизованной энергосистемы страны.

Централизованное электроснабжение в России находится на высоком уровне развития: 7 энергообъединений на территории 81 субъекта; годовая выработка электроэнергии порядка трлн кВт·ч; общая установленная мощность электростанций свыше 246 МВт. Однако, неэлектрифицированными остаются до 40% площади страны [30,53]. Кроме этого, наблюдается постоянный рост спроса на электроэнергию, требующий незамедлительной модернизации и замены устаревшего оборудования [36, 113]. Рост степени износа энергетической инфраструктуры в Российской Федерации представлен на рисунке 1.2.

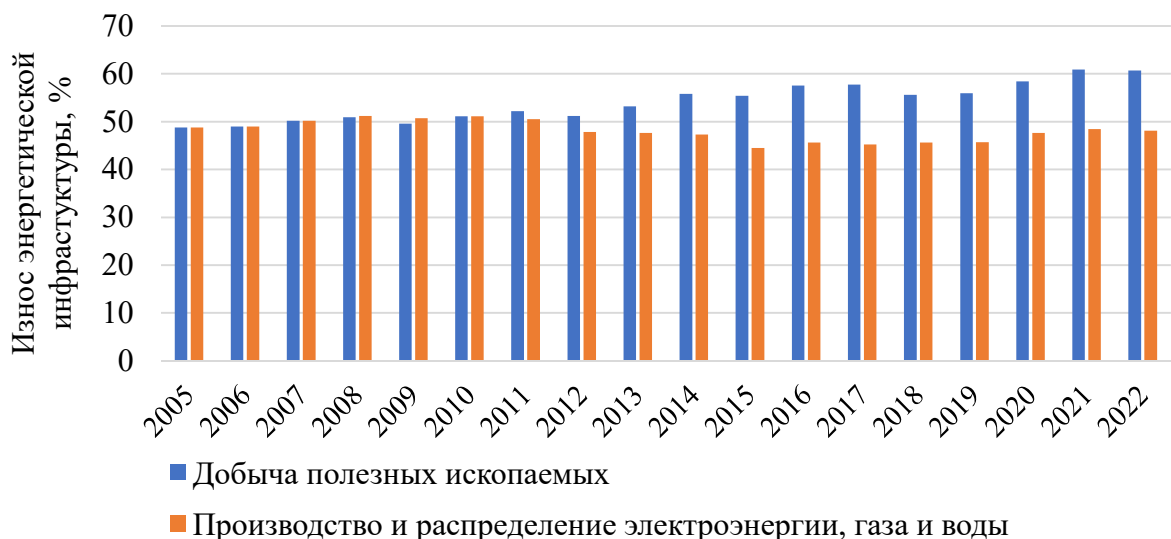


Рисунок 1.2 – Износ энергетической инфраструктуры Российской Федерации

Таким образом, в 2022 году износ оборудования в ТЭК РФ практически достиг критического максимума и приблизился к 60% [113]:

1. Нефтегазовая отрасль – 62% износа инфраструктуры: требует проведения амортизационных работ (ремонт, замена, модернизация).

2. Системы электроснабжения – 49% изношенности инфраструктуры. Более половины ЛЭП 0,38–110 кВ построены более 40 лет назад [113].

В связи с этим снижается надежность и безопасность работы электрических сетей, систем управления и связи, увеличиваются риски возникновения аварийных ситуаций в электросетевом комплексе.

Кроме того, одним из основных показателей оценки эффективности работы распределительных сетей является потеря электроэнергии. Анализ структуры потерь показал, что общие потери электроэнергии в сетях 0,38–110 кВ колеблются от 10 до 15%. Фактические потери в России составляют 130 млрд кВт·ч (13,6% отпуска в сеть). Согласно Энергетической стратегии до 2035 года потери электроэнергии должны быть на уровне не более 8% от отпуска в сеть, что свидетельствует о необходимости принятия технических и организационных мер, направленных на снижение потерь [113].

Энергетическая инфраструктура с уровнем износа более 60% в условиях постоянно растущего спроса на электроэнергию в конечном итоге является неустойчивой как с экологической, так и с экономической точки зрения. Это приводит к увеличению риска возникновения аварий до 80% к 2030 году, влияет на социально-экономическую сферу, приводит к увеличению тарифов, которые должны ограничиваться плановыми показателями инфляции, которые устанавливаются ЦБ РФ. В 2018 году этот показатель был принят на уровне 4%, однако ежегодно тарифы в Москве увеличиваются на 7%, а в Санкт-Петербурге, Якутии и Камчатском крае на 6%, а также в Астраханской области на 9% в год. По словам министра энергетики РФ, Шульгинова Н.Г.: «По некоторым регионам рост тарифов уже достиг предельных значений, что снижает инвестиционную привлекательность регионов» [28]. В то же время, по данным Министерства энергетики России, за 2020 год зарегистрировано более 5300 аварий в ТЭК РФ (прирост на год 7,11%) [36].

Необходимость модернизации энергетической инфраструктуры является одной из важнейших задач для энергетического комплекса России. В работах [1–5] обоснована необходимость внедрения комплексных мероприятий по повышению уровня энергосбережения и энергетической эффективности на нефтедобывающих предприятиях.

Стоимость ввода новых мощностей, рост затрат на сооружение и техническое обслуживание ЛЭП также являются основными преградами на пути повышения надежности и экономичности централизованного электроснабжения [4]. В таких условиях, выработка электроэнергии в месте ее потребления является более рентабельной альтернативой созданию и развитию сетевой инфраструктуры для электроснабжения нефтяных труднодоступных месторождений.

1.2 Образование парафиновых отложений в нефтяных скважинах

Эксплуатация многих труднодоступных нефтяных месторождений, удаленных от централизованного электроснабжения, осложняется образованием ПО в НКТ нефтяных скважин [5]. Парафины являются одними из наиболее распространенных компонентов сырой нефти, которые остаются растворенными при высоких температурах [52,76]. Нарастание ПО на оборудовании нефтяных скважин представлено на рисунке 1.3.



Рисунок 1.3 – Засорение ПО проточной части: а) НКТ;
б) электроцентробежный насос (ЭЦН)

Растворимость парафина снижается с понижением температуры, а температура нефти, в свою очередь, снижается при движении по НКТ от забоя к устью скважины. В результате в момент снижения температуры нефти ниже температуры образования ПО, молекулы растворенного парафина начинают процесс осаждения из объема добываемой жидкости [111]. Одновременно с образованием молекулы парафина оседают на стенках НКТ под действием радиального температурного градиента. Со временем образование парафина приводит к уменьшению площади поперечного сечения НКТ [94, 41].

В литературе выделяют низкопарафинистую (0% до 1,5%) среднепарафинистую (от 1,5% до 6%), умеренно парафинистую (от 6% до 10%), высокопарафинистую (от 10% до 20%) и сверхвысокопарафинистую нефть с концентрацией парафина более 20% [45, 61]. Средняя температура плавления парафиновых отложений на многих месторождения находится в пределах от 47–61°C [45, 61].

В работах [37–40] указано, что формирование ПО приводит к увеличению нагрузки на промышленное оборудование, уменьшению площади сечения НКТ нефтяных скважин, снижению энергоэффективности работы насосных установок и уменьшению дебита нефтяных скважин [20]. Снижение диаметра НКТ повышает риски возникновения аварий на скважинах и в последствии может привести к следующим проблемам:

- полная остановка процесса добычи нефти;
- наступление внепланового простоя скважины;
- наступление аварийного режима работы;
- увеличение эксплуатационных затрат на добычу нефти.

По данным [32] подобные осложнения присущи практически всему нефтедобывающему комплексу России с некоторыми особенностями по преобладающему содержанию парафина на каждом месторождении. На рисунке 1.4 представлено распределение парафинистой нефти по нефтегазоносным провинциям.

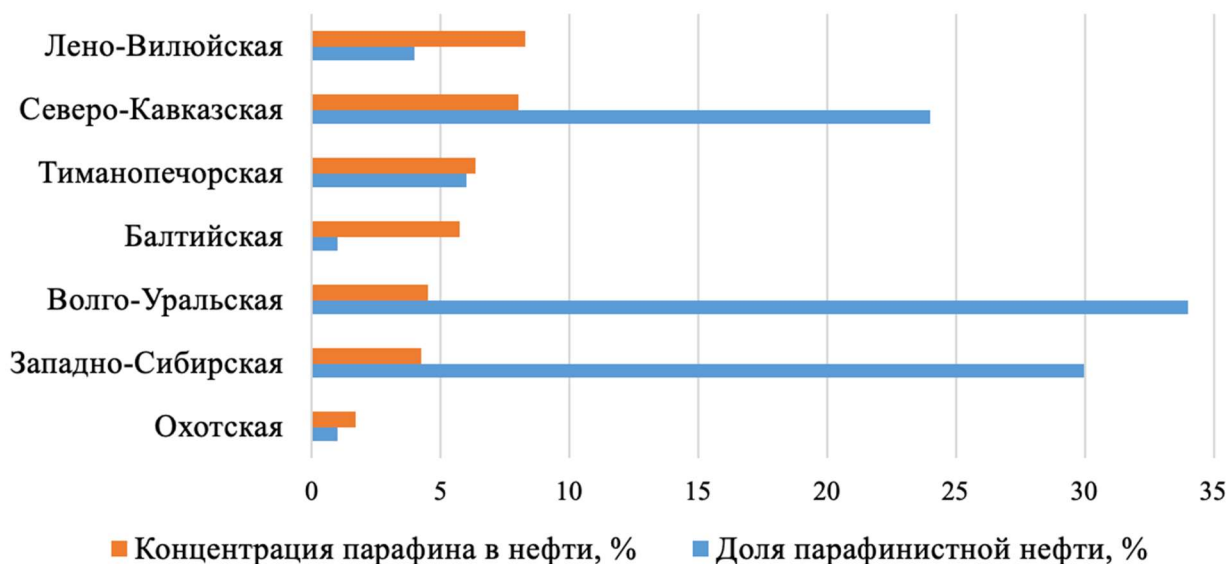


Рисунок 1.4 – Распределение доли парафинистой нефти и их концентрации по нефтегазоносным провинциям Российской Федерации [32]

Из рисунка 1.4 видно, что в России большинство парафинистых нефтей находится в Волго-Уральской, Западно-Сибирской и Северо-Кавказской нефтегазоносных провинциях [32].

ПО образуются по на различной глубине нефтяных скважин в зависимости от их степени концентрации в нефти. На рисунке 1.5 представлено распределение глубины начала образования ПО в зависимости от их концентрации в водонефтяной смеси.

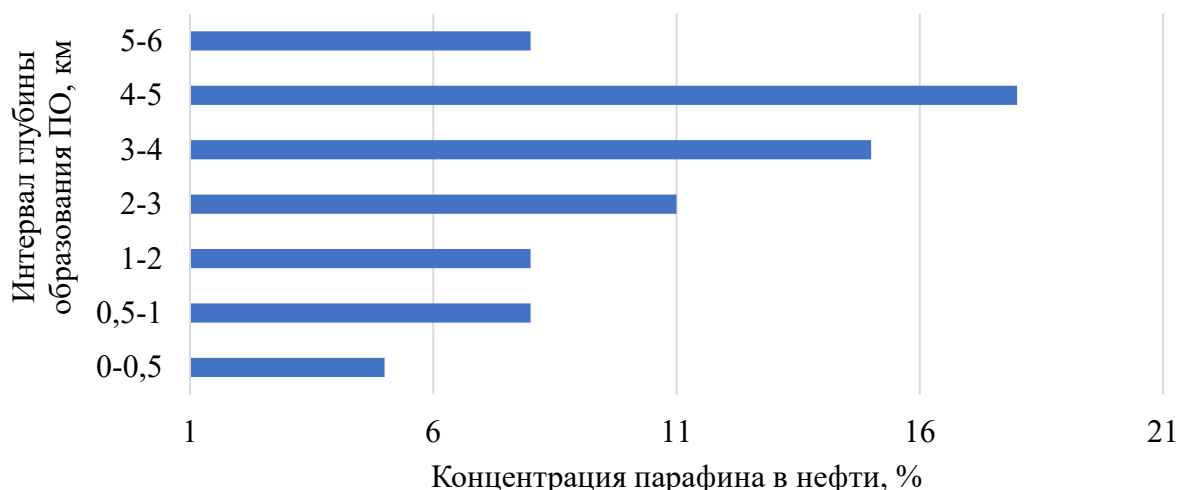


Рисунок 1.5 – Зависимость глубины начала образования парафиновых отложений от концентрации [32]

Несмотря на большое разнообразие методов борьбы с ПО, проблема еще далека от разрешения и остается одной из важнейших в отечественной нефтедобывающей отрасли [32, 41]. Выбор оптимальных способов борьбы с ПО и эффективность различных методов зависит от многих факторов, в частности, от способа добычи нефти, термобарического режима течения, состава и свойств добываемой продукции.

1.3 Анализ методов депарафинизации нефтяных скважин

Депарафинизация нефтяных скважин – это процесс, направленный на борьбу с ПО в НКТ нефтяных скважин. В трудах отечественных и зарубежных ученых [6, 7, 18, 20, 25, 9, 41, 45, 97, 100] рассматривались различные методы предотвращения и удаления ПО в зависимости от требований, предъявляемых к составу нефти. Поиск решения проблемы образования ПО в нефтяных скважинах ведется по двум направлениям и заключается в удалении уже образовавшихся отложений и/или в предотвращении их образования.

Среди всех существующих способов борьбы с ПО, выделяют следующие методы, направленные на предотвращение их образования:

1. К профилактическим методам относятся защитные покрытия НКТ нефтяных скважин. Применение специальных покрытий на внутренней поверхности НКТ позволяет снизить скорость образования ПО, улучшить гидравлические характеристики потока. Для создания защитных покрытий применяют эпоксидную смолу, лаки, стекло и стеклоэмали [45].

2. К химическим методам относятся ингибиторы, депрессаторы, модификаторы, диспергаторы и смачивающие реагенты. Данные методы основаны на абсорбционных процессах, происходящих на границе жидкости и твердой поверхности [41].

3. К физическим методам относятся вибрационные, ультразвуковые, магнитные, электромагнитные методы воздействия на отложения парафина в нефти. В предыдущих исследованиях доказано, что данные методы не

получили широкого распространения, в связи с чем они не рассматриваются в данном диссертационном исследовании.

4. К тепловым методам относятся технологии, основанные на поддержании температуры потока нефти выше температуры насыщения парафином с использованием специальных греющих кабелей [41].

Наиболее распространенными методами предотвращения образования ПО являются химические и тепловые методы, а также специальные гладкие покрытия внутренних стенок НКТ [45]. Вибрационные и магнитные технологии относятся к экспериментальным методам [45, 41].

К методам борьбы с ПО, направленным на удаление образовавшихся твердых отложений, относят:

1. К механическим методам относятся скребки – устройства механической очистки внутренней поверхности НКТ от ПО, которые могут быть применены как в нефтяных фонтанирующих скважинах, так и в скважинах, оборудованных УЭЦН [25].

2. К химическим методам относятся растворители для удаления ПО в нефтяных скважинах, состав которых подбирается эмпирическим методом для каждой конкретной скважины в зависимости от состава отложений [41].

3. К тепловым методам относится закачка в скважину высокотемпературного агента (пар, горячая вода, нефть), а также технология применения греющего кабеля также.

Несмотря на большое разнообразие методов борьбы с ПО, на сегодняшний день проблема запарафинивания НКТ нефтяных скважин является актуальной, в связи с этим были проанализированы недостатки наиболее распространённых методов, представленных в таблице 1.1.

По результатам анализа предыдущих исследований электротермические методы рекомендуется применять для предотвращения и устранения отложений ПО с целью повышения эффективности скважинной добычи [79]. Российскими и зарубежными специалистами [79, 8, 86, 21, 41] доказана экономическая рентабельность прогрева нефтяных скважин с применением

электрического греющего кабеля, поскольку метод может быть применен как для предотвращения образования новых ПО в НКТ нефтяных скважин, так и для удаления образованных ПО в скважине. Использование греющего кабеля позволяет уменьшить вязкость трудноизвлекаемой нефти, увеличить межочистной период (МОП) скважины.

Таблица 1.1. – Оценка недостатков методов борьбы с ПО [20, 45, 111]

Метод	Направление	Недостатки
Специальные покрытия внутренней поверхности НКТ	Предотвращение образования ПО	1. Высокая стоимость 2. Низкая механическая прочность 3. Малая износо- и термостойкость
Химические ингибиторы, реагенты и т.д.	Предотвращение образования ПО	1. Применение дополнительной установки дозирования 2. Подбор состава
Химические растворители	Удаление ПО	1. Отсутствие универсального состава 2. Пожароопасность 3. Специальные условия хранения 4. Неполное растворение
Механические скребки	Удаление ПО	1. Низкая надежность 2. Возможный обрыв проволок 3. Нарушение цикла работы скважин
Закачка высокотемпературного агента (пар, горячая вода, нефть)	Удаление ПО	1. Высокие затраты на генерацию пара 2. Высокие теплотери 3. Необходимость применения дорогостоящих НКТ 4. Вероятность разрушения коллектора и как следствие снижение фильтрационно-емкостных свойств
Электротермический прогрев с использованием греющего кабеля	Удаление ПО	1. Возможность повреждение брони кабеля при частных спускоподъемных операциях 2. Необходимость источника электроснабжения
	Предотвращение образования ПО	

1.4 Автономное электроснабжение электрического греющего кабеля для депарафинизации нефтяных скважин

В современной нефтяной промышленности в области депарафинизации нефтяных скважин широко используется электротермический метод прогрева с применением электрического греющего кабеля.

Широкое распространение получили резистивные электрические греющие

кабели, работающие на постоянном токе.

Способы размещения кабелей в нефтяных скважинах представлены на рисунке 1.6, где 1 – электрический греющий кабель, 2 – обсадная колонна нефтяной скважины, 3 – НКТ, 4 – извлекаемый флюид [41].

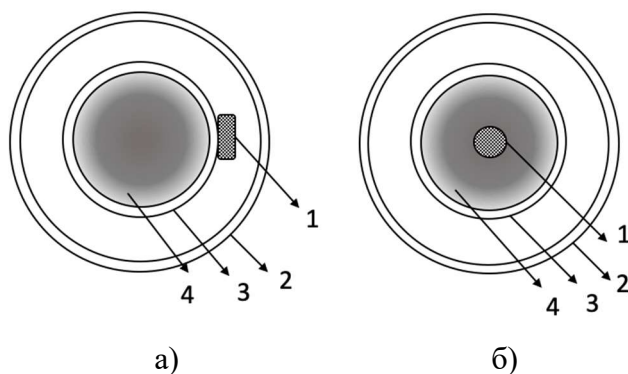


Рисунок 1.6 – Способы размещения электрического греющего кабеля в нефтяной скважине для депарафинизации нефтяных скважин: а) снаружи НКТ; б) внутри НКТ

При размещении кабеля снаружи НКТ в затрубном пространстве нефтяных скважин, оборудованных штанговыми глубинными насосами, применяются плоские электрические греющие кабели [58]. В работах Костарева Н.А. и Буренкова А.Е. было доказано, что способ размещения кабеля снаружи НКТ обладает наименьшей эффективностью теплопередачи по сравнению с расположением кабеля внутри НКТ, который, соприкасаясь с водонефтяной смесью, обеспечивает теплопередачу непосредственно в жидкость [41, 21].

Также преимуществом метода электротермического прогрева нефтяных скважин с помощью электрического греющего кабеля, размещаемого непосредственно во внутреннем пространстве НКТ, является возможность установки кабеля без остановки процесса добычи. Данный способ применяется при фонтанном, газлифтном способе добычи нефти, а также на скважинах, оборудованных УЭЦН.

Для осуществления депарафинизации нефтяных скважин может быть применен кабель марки КГн геофизический грузонесущий бронированный круглого сечения для устройств компенсации тепловых потерь (нагревательный). Такие нагревательные кабели разработаны компанией

«Псковгеокабель» [58]. Конструкция кабеля представлена на рисунке 1.7.

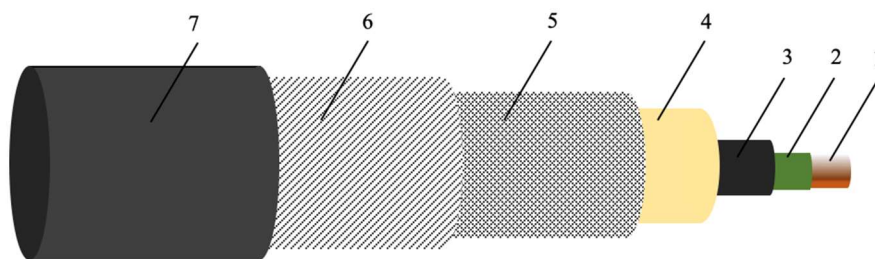


Рисунок 1.7 – Электрический греющий кабель для депарафинизации нефтяных скважин:

1 – токопроводящие жилы; 2 – первый слой полимерной изоляции; 3 – второй слой полимерной изоляции; 4 – внутренняя полимерная изоляция; 5 – первый пробив брони; 6 – второй пробив брони; 7 – наружная полимерная оболочка

Электрический греющий кабель размещается непосредственно в НКТ нефтяной скважины и осуществляет нагрев добываемой водонефтяной смеси на всем диапазоне глубин, где возможно образование ПО.

Наиболее распространенной схемой электроснабжения греющего кабеля является потребление электроэнергии от единой энергосистемы. Особенностью многих регионов, в которых находятся основные месторождения нефти, являются низкая плотность населения, тяжелые климатические условия с большим перепадом температур в течение года, а также отсутствие развитой транспортной сети. Использование данного метода может быть ограничено недостаточной подготовленностью месторождений к промышленному освоению; износом энергетической инфраструктуры; экологическими проблемами, связанными с добычей нефти, а также отсутствием централизованного электроснабжения [113]. Отечественными компаниями подтверждено, что применение автономного электроснабжения является наиболее эффективным и экономически рентабельным [55, 56, 54]. Широкое применение получили дизельные электростанции (ДЭС) [31]. Однако у ДЭС имеется ряд существенных недостатков:

1. Высокие эксплуатационные расходы. Требуются затраты на покупку и хранение топлива, а также на техническое обслуживание ДЭС.

2. Высокий уровень загрязнения окружающей среды. Сжигание углеводородного топлива в ДЭС сопровождается значительными выбросами парниковых газов (CO_2 , CH_4) в окружающую среду.

3. Ограниченный ресурс. Длительность работы (жизненный цикл) ДЭС составляет от 4 до 20 тысяч моточасов, после чего требуется капитальный ремонт или замена оборудования.

4. Отсутствие гибкости. ДЭС трудно масштабировать и адаптировать к новым условиям. Если необходимо увеличить мощность, то часто требуется дополнительное оборудование и затраты на модернизацию.

В таких условиях необходимо использование альтернативных источников энергии, обеспечивающих экологическую безопасность и эффективное электроснабжение объектов ТЭК РФ. Согласно энергетической стратегии РФ до 2035 года «ВИЭ – это технологии, применение которых может повлечь за собой организационные и технологические изменения в управлении и функционировании энергетических систем и способствовать переходу на новый технологический базис» [78].

В России развитие ВИЭ регулируется следующими нормативными документами: ФЗ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ»; ФЗ от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»; распоряжение Правительства РФ от 28 февраля 2013 года № 213-р "О мерах по стимулированию использования ВИЭ"; постановление Правительства РФ от 12 февраля 2015 года № 131 «О мерах по стимулированию развития рынка ВИЭ», способствующих ускоренному росту распространения автономного электроснабжения на основе ВИЭ. На сегодняшний день российские нефтяные компании активно внедряют ВИЭ в удаленных или технологически изолированных районах. Установленная мощность объектов на основе ВИЭ представлена в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Показатели использования ВИЭ в нефтегазовой отрасли [65, 55, 56, 54]

Название компании	Установленная мощность объектов на основе ВИЭ, МВт		Общее количество объектов ВИЭ
	СЭС	ВЭС	
ПАО «Лукойл»	41	84	8
ПАО «Газпром нефть»	20	н.д.	2
НК «Роснефть»	10	н.д.	1
ПАО «Новатек»	0,03	0,02	132
ПАО «Татнефть»	н.д.	0,78	1
Всего	71,03	84,8	144

При сравнении установленных мощностей солнечных электростанций (СЭС) между различными отраслями в России было установлено, что лидерами являются нефтегазовые компании (84%), на коммерческую недвижимость приходится 9,6%, на горнодобывающие компании – 4,1%, на фермерские хозяйства – 2,3% [65]. Компания ПАО «Лукойл» является лидером в развитии ВИЭ среди нефтегазовых российских компаний. Согласно отчету компании об устойчивом развитии, на 2021 год порядка 7% (15,8 млрд кВт·ч) коммерческой генерации электроэнергии было произведено за счет ВИЭ [55]. Среди зарубежных нефтегазовых компаний, как крупнейших инвесторов в проекты ВИЭ, выделяют Shell (более 500 МВт установленной мощности), Equinor, Total, BP, ENI [65, 8].

Учитывая доступность технологий ВИЭ и вариативность мощности энергоустановок, а также проведенный анализ опыта электроснабжения нефтяных месторождений, были сделаны следующие выводы, отраженные в статье [73]:

– электроснабжение отдаленных районов нефтедобычи целесообразно осуществлять от автономных электростанций, расположенных в местах непосредственного энергопотребления [73];

– эффективность автономного энергоснабжения районов нефтедобычи может быть обеспечена за счет ввода новых генерирующих мощностей,

функционирующих на основе ВИЭ, при условии их экономической эффективности [73].

В работах [68, 75, 116, 14, 19,18] доказано, что разработка автономного ЭТК с питанием от ВИЭ позволит одновременно решить следующие проблемы: повысить энергоэффективность работы нефтяных скважин на новых труднодоступных месторождениях, включая малые нефтяные месторождения [4, 2, 19]; обеспечить периодический электропрогрев нефтяных скважин с целью предотвращения образования ПО с помощью электрического греющего кабеля; повысить надежность и экологическую безопасность электроснабжения установок добычи нефти.

1.5 Выбор основного источника электроснабжения электротехнического комплекса

Сфера использования ВИЭ в РФ и мире постоянно расширяется [124]. В области применения ВИЭ наблюдается значительный прогресс, который обусловлен удешевлением технологий и повышением их качества. По состоянию на 01.05.2023 г. в эксплуатацию введено более 90 объектов ВИЭ-генерации (без учета гидроэлектростанций) мощностью 4 ГВт (СЭС – 1,8 ГВт и ВЭС – 2,2 ГВт) [60, 24]. Доля установленной мощности ВИЭ в энергосистеме РФ – 2,4%. Выработка электростанций ВИЭ по итогам янв.-апр. 2023 г. – 3,2 млрд кВтч. Ожидается, что к 2030 году доля ВИЭ в объеме генерации электроэнергии в России составит не менее 6% [24].

Самыми распространёнными в России видами ВИЭ является ветряные электростанции (ВЭС) и ФЭУ. В соответствии с данными Ассоциации развития возобновляемой энергетики России (АРВЭ) среди ВИЭ выделяют также геотермальные станции (ГеоЭС), электростанции на биомассе (БиоЭС), энергию океана, низкопотенциальное тепло. Поскольку энергия океана и низкопотенциальное тепло не получили широкого распространения в РФ, они не рассматриваются для использования в качестве источников

электроснабжения ЭТК для депарафинизации нефтяных скважин. Выработка электроэнергии в России от ВИЭ представлена на рисунке 1.8.

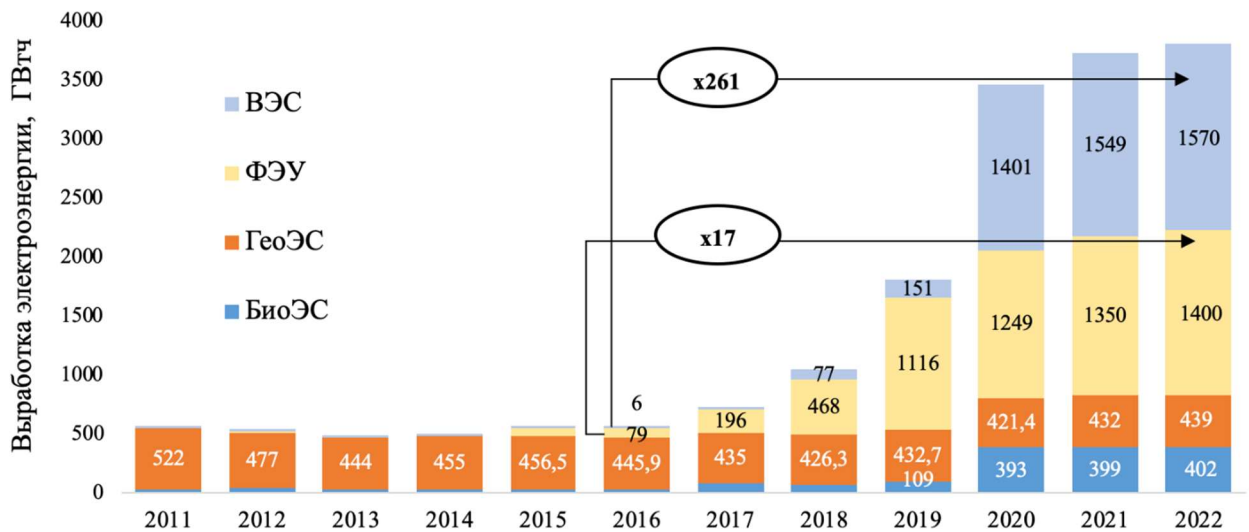


Рисунок 1.8 – Выработка электроэнергии в России от ВИЭ

За шесть лет выработка электроэнергии на основе ВЭС увеличилась в 261 раз, на основе ФЭУ в 17 раз. Генерация электроэнергии от ФЭУ растет за счет ввода новых мощностей и снижения стоимости производства ФЭП. В мировой генерации доля производства электрической энергии на основе ФЭУ составляет 98% от общей генерации из всех типов солнечной энергии (более 830 тыс. ГВт·ч за 2020 год) [80].

Ветроэнергетика также является активно развивающимся ВИЭ. Согласно IRENA, мировая установленная мощность ВЭС увеличилась почти в 75 раз за последние двадцать лет с 7,5 ГВт до примерно 564 ГВт.

За последние 10 лет наблюдается снижение генерации от ГеоЭС в РФ на 20%. Для использования ГеоЭС необходимы высокотемпературные ресурсы вблизи тектонически активных регионов. При этом общая тенденция использования геотермальной энергетики в мире имеет положительную динамику: за 2020 год генерация составила 95 тыс. ГВт·ч.

Генерация от БиоЭС в РФ увеличилась за последние 4 года с 109 ГВт·ч до 393 ГВт·ч. Однако, несмотря на существующий прирост, данный тип ВИЭ находится на низком уровне внедрения в области генерации электроэнергии и не конкурирует с ветряной и солнечной энергией.

Схематичное изображение ЭТК с питанием от различных видов ВИЭ представлено на рисунке 1.9 и отражено в статье [73].

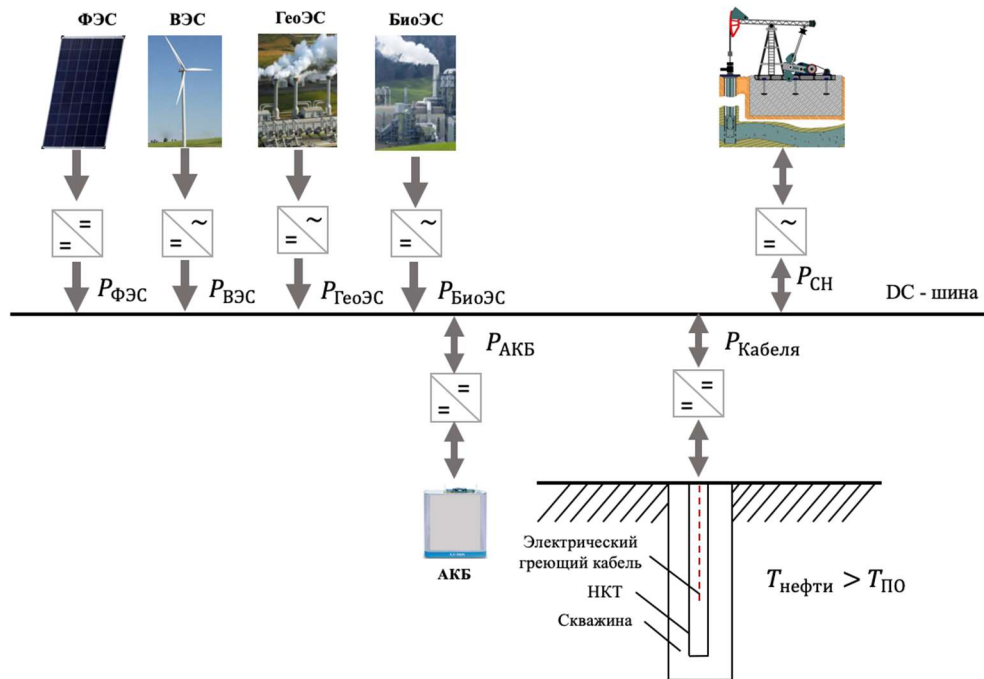


Рисунок 1.9 – Схематичное изображение автономного ЭТК с различными ВИЭ для электроснабжения нефтяной скважины [73]

Мощность, не затраченная на депарафинизацию нефтяной скважины, может быть перераспределена на собственные нужды нефтегазодобывающей компании при избыточной выработке электроэнергии. Также, при наличии обоснования, в систему могут быть внедрены аккумуляторные батареи (АКБ) для выравнивания графиков генерации электроэнергии от ВИЭ.

Для оценки потенциала использования ВИЭ электроэнергетическим советом содружества независимых государств в рамках реализации целей устойчивого развития была разработана методология оценки потенциалов солнечной и ветряной энергии [57].

Валовый потенциал ФЭУ определяется с помощью базы данных (БД) NASA POWER для каждой j -той ячейки $0,5^\circ \times 0,5^\circ$ по формуле 1.1 [57, 108]:

$$P_{\text{ФЭУ}} = 10^{-6} \cdot \sum_{j=1}^m \left(H_j \cdot S_j / S_{\text{общ,тер}} \right) \cdot S_{\text{общ,тер}} \cdot D_{\text{год}}, \quad (1.1)$$

где $P_{\text{ФЭУ}}$ – валовый потенциал солнца на месторождении, млн. кВт·ч/год;

H_j – среднегодовая дневная сумма солнечной радиации, падающая на единицу горизонтальной поверхности в j -ой ячейке, кВт·ч/м²·день;

S_j – площадь территории, попадающая в j -ю ячейку, м²;

$S_{\text{общ.тер.}}$ – площадь месторождения, м²;

$D_{\text{год}} = 365$ – календарный год, день.

Валовый потенциал ВЭС определяется с помощью карты Global Wind Atlas для каждой j -той ячейки $0,5^\circ \times 0,66^\circ$ по формуле 1.2 [57, 89]:

$$P_{\text{ВЭС}} = 10^{-9} \cdot \sum_{j=1}^m \left(N_{\text{уд}j} \cdot \frac{S_j}{S_{\text{общ.тер.}}} \right) \cdot \pi \cdot \frac{D_{\text{ВК}}^2}{4} \cdot K_{\text{Ж-Б}} \cdot T_{\text{год}} \cdot \left(\frac{1000}{10 \cdot D_{\text{ВК}}} \right)^2 S_{\text{общ.тер.}}, \quad (1.2)$$

где $P_{\text{ВЭС}}$ – валовый потенциал ветра на месторождении, млн. кВт·ч/год;

$N_{\text{уд}j}$ – плотность энергии ветрового потока в j -ой зоне, Вт/м²;

S_j – площадь территории, попадающая в j -ю ячейку, м²;

$S_{\text{общ.тер.}}$ – площадь месторождения, м²;

$D_{\text{ВК}}$ – диаметр ветроколеса ВЭУ, м;

$K_{\text{Ж-Б}} = 0,593$ – коэффициент Жуковского-Бетца (коэффициент использования энергии ветра идеальной ВЭУ);

$T_{\text{год}} = 8760$ – количество часов в году, час.

На основании представленных формул может быть рассчитан валовый потенциал наиболее распространенных ВИЭ.

Помимо валового потенциала в существующей методике технический потенциал предлагается оценивать на технических параметрах конкретных ФЭУ или ВЭС, однако с учетом большого разнообразия ассортимента оборудования у производителей это существенно увеличивает время технико-экономического обоснования [47]. Также, например, недостаточно оценить только КПД ФЭП, поскольку панели имеют дополнительные параметры, такие как деградация выработки электроэнергии, температурный коэффициент мощности и рабочая температура, которые также оказывают влияние на оценку технического потенциала [27]. Кроме этого, каждый потенциал

(валовый, технический или др.) рассчитывается отдельно и не описывается суммарным показателем для сравнения различных типов ВИЭ.

В связи с этим, были введены дополнительные характеристики ВИЭ для оценки потенциала внедрения ВИЭ. Данные характеристики позволяют оценить не только потенциал внедрения наиболее распространенных ВИЭ, таких как ветер и солнце, но могут быть применены и к другим видам возобновляемой энергии. Метод расчета влияния характеристик был разработан в статье [113]. На основе метода был произведен выбор основного источника электроснабжения среди различных типов ВИЭ вблизи нефтяных месторождений парафинистой нефти Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции.

Для выделенных характеристик эксплуатации ЭТК с ВИЭ были установлены весовые коэффициенты значимости критерия. Характеристики эксплуатации ЭТК с ВИЭ – это индикативные показатели, по которым можно судить о возможности внедрения ВИЭ как основного источника электроснабжения автономного ЭТК для депарафинизации нефтяных скважин:

1. Валовый потенциал – возможность ВИЭ преобразовывать приходящую энергию в полезно используемую энергию [57]. Валовый потенциал определяется в зависимости от географического расположения объекта.

2. Транспортабельность – свойство ЭТК, оценивающее его мобильность в условиях эксплуатации ЭТК на незадействованных территориях нефтяных месторождений.

3. Наблюдаемость – возможность ЭТК предоставлять информацию о текущем состоянии, необходимую для управления его работой [113].

4. Ремонтпригодность на месте – возможность осуществлять текущие и капитальные ремонтные и обслуживающие работы.

5. Погодоустойчивость – способность ЭТК с ВИЭ обеспечивать постоянную выработку электроэнергии при воздействии различных атмосферных факторов.

6. Ожидаемые простои – вынужденная остановка работы ЭТК.

7. Экологическая безопасность – свойство энергетической инфраструктуры при эксплуатации и в случае нарушения работоспособного состояния не создавать угрозу для жизни и здоровья людей, а также для окружающей среды [113].

Весовые коэффициенты $G_{i=1...8}$ характеристик принимают значения от 1 до 5 с шагом 0,5. Необходимо отметить, что было выполнено усреднение данных значений за счет исключения наблюдений с неполной информацией о ключевых характеристиках эксплуатации ВИЭ.

Оценка по критериям производится по степени важности характеристики $P_{j=1...8}$ от 1 до 5 с шагом 0,5 с учетом диапазонов: 1–3 слабое влияние; 3–4 влияние средней степени; 5 сильное влияние.

Коэффициент влияния рассчитывается по формуле 1.3 [113]:

$$K_{ij} = G_i \cdot P_j. \quad (1.3)$$

Максимальный возможный коэффициент влияния рассчитывается по формуле 1.4 [113]:

$$K_{ij \max} = G_{i \max} \cdot P_{j \max}; \quad (1.4)$$

$$G_{i \max} = 5;$$

$$P_{j \max} = 5;$$

$$K_{ij \max} = 25.$$

Коэффициент влияния рассчитывается в о.е. по формуле 1.5 [113]:

$$K_{ij}^* = \frac{K_{ij}}{K_b}, \quad (1.5)$$

где K_b – базисное значение максимального коэффициента влияния;

$$K_b = K_{ij \max}.$$

Итоговый коэффициент влияния рассчитывается, как среднее значение коэффициента влияния каждой из 7 характеристик рассчитывается по формуле 1.6 [113]:

$$\overline{K_b^*} = \frac{\sum_{i=1}^8 K_{ij}}{7}, n = 7. \quad (1.6)$$

По результатам анализа характеристик определен потенциал внедрения ЭТК с ВИЭ вблизи нефтяных месторождений парафинистой нефти. Итоговое влияние представлено в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Коэффициенты влияния характеристик ВИЭ

Характеристика ВИЭ	ВЭС	ФЭУ	ГеоЭС	БиоЭС
Валовый потенциал	1	1	0,1	0,1
Транспортабельность	0,4	1	0,2	0,2
Наблюдаемость	0,8	1	0,6	0,6
Ремонтопригодность на месте	0,6	1	0,4	0,4
Погодоустойчивость	0,6	0,6	1	1
Ожидаемые простои	0,6	0,6	1	1
Экологическая безопасность	1	1	0,8	0,6
Итого	0,7143	0,8857	0,5857	0,5571

Итоговый коэффициент влияния характеристик ВИЭ представлен на рисунке 1.10. Из рисунка 1.10, видно, что среди всех изученных типов ВИЭ наибольший коэффициент влияния характеристик наблюдается у ФЭУ. Такая система является более транспортабельной в условиях малых мощностей до 100 кВт для депарафинизации нефтяных скважин, а также наиболее пригодна для ремонта и обслуживания на месте, что позволит производить замену оборудования или увеличение установленной мощности в случае дополнительной нагрузки.

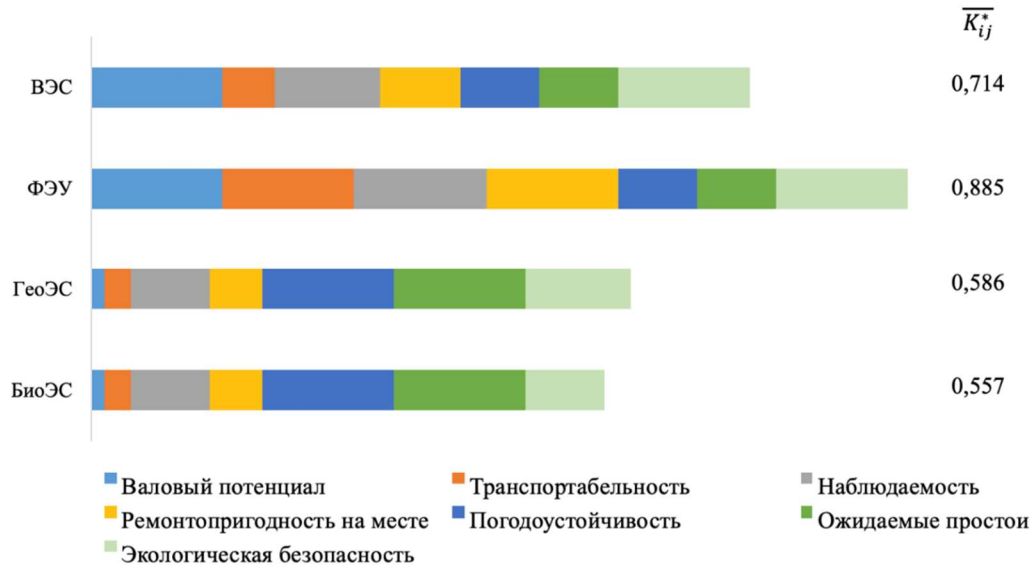


Рисунок 1.10 – Коэффициент влияния характеристик ВИЭ

В качестве основного источника электроснабжения автономного ЭТК для депарафинизации нефтяных скважин в исследуемом регионе (Астраханская область) среди рассмотренных видов ВИЭ выбрана ФЭУ.

1.6 Выбор методики оценки количества солнечного излучения

Карта расчётной интенсивности солнечного излучения в России представлена на рисунке 1.11.

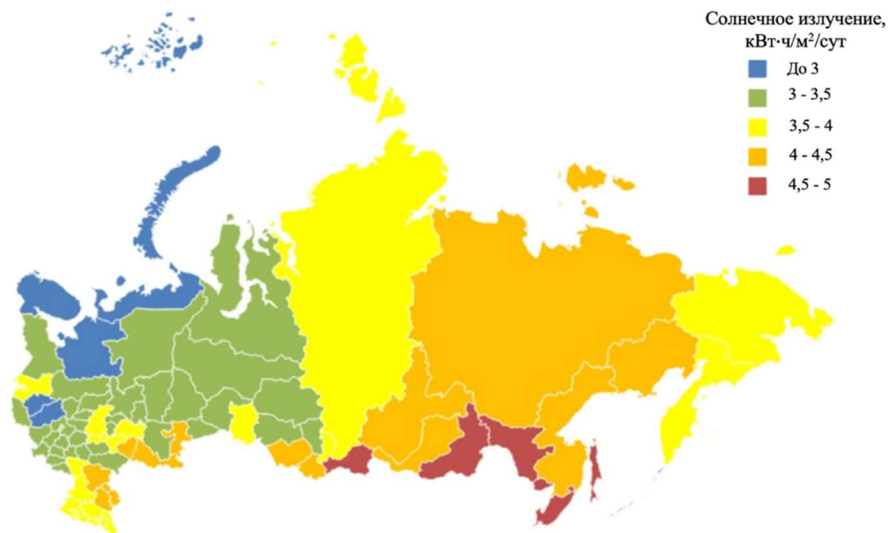


Рисунок 1.11 – Солнечное излучение на территории России [65]

На территории России основная часть парафинистой нефти находится в Западно-Сибирской, Волго-Уральской и Северо-Кавказской нефтегазоносных

провинциях [32]. Нефтегазоносные провинции РФ представлены на рисунке 1.12.



Рисунок 1.12 – Нефтегазоносные провинции России

Среднегодовое солнечное излучение по крупнейшим месторождениям парафинистой нефти:

1. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция – среднегодовое солнечное излучение от 3,2 до 4,2 кВт·ч/м².
2. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция – среднегодовое солнечное излучение от 3 до 3,5 кВт·ч/м².
3. Северо-Кавказская нефтегазоносная провинция – среднегодовое солнечное излучение от 3,5 до 4,5 кВт·ч/м². и более.

На территории указанных нефтегазоносных провинций существуют значительное количество малых залежей, для которых сооружение ЛЭП нерентабельно, но автономные комплексы на базе ФЭУ могли бы быть эффективными.

«Существует несколько методик учета изменения солнечного излучения. Одной из наиболее распространённых является методика карт солнечного излучения, которые позволяют визуализировать распределение излучения для любой в заданных координатах земной поверхности на основе данных, получаемых из метеорологических станций» [115]. Наиболее распространенные карты: БД NASA Power и Global Solar Atlas [89, 108]. БД

NASA Power представляет обширные возможности учета солнечного излучения, оценки влияния погодных условий, загрязненности атмосферы и отражающей способности Земли (рисунок 1.13).

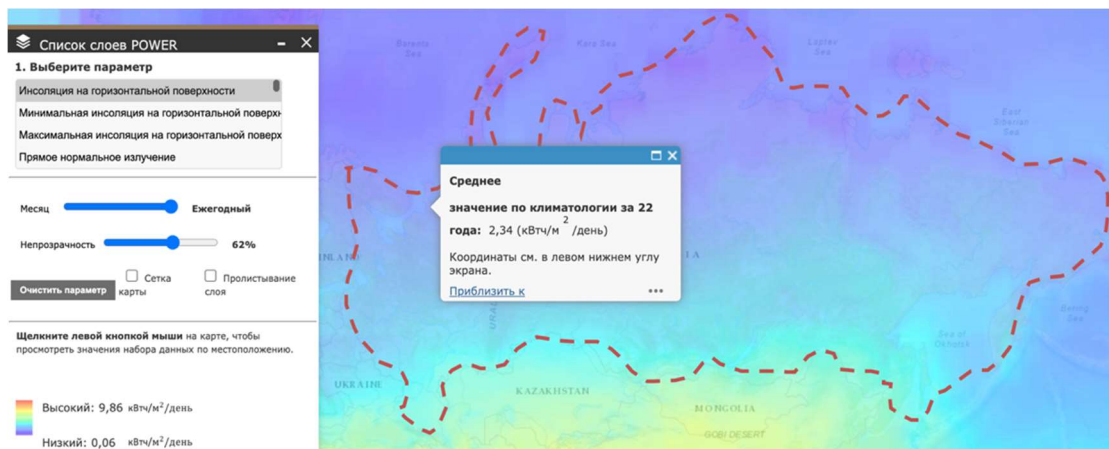


Рисунок 1.13 – Фрагмент БД Nasa Power для учета солнечного излучения на территории России

С помощью карты возможно определить количество солнечного излучения для любого дня точки в течение заданного периода времени. Такой метод эффективно использовать при предварительном технико-экономическом обосновании (ТЭО) возможности внедрения ФЭУ. Основным недостатком данной методики является детектирование солнечного излучения только на горизонтальную поверхность. При изменении конфигурации ФЭП в составе ФЭУ требуются дополнительные расчеты.

Так, например, БД Global Solar Atlas в отличие от БД NASA Power позволяет получить данные о солнечном излучении на наклонную поверхность (рисунок 1.14).

Однако, как видно из рисунка 1.14 такая БД предлагает уже заранее выбранный оптимальный угол наклона, где критерий оптимума представляет собой максимальную выработку электроэнергии в течение года. Полученные данные о солнечном излучении также требуют дополнительных преобразований при изменении конфигурации ФЭП в составе ФЭУ, поскольку максимальная выработка не является единственным и обязательным критерием выбора угла наклона ФЭУ. Кроме этого, данная карта охватывает

только часть широт РФ, что также требует дополнительных источников информации о солнечном излучении.

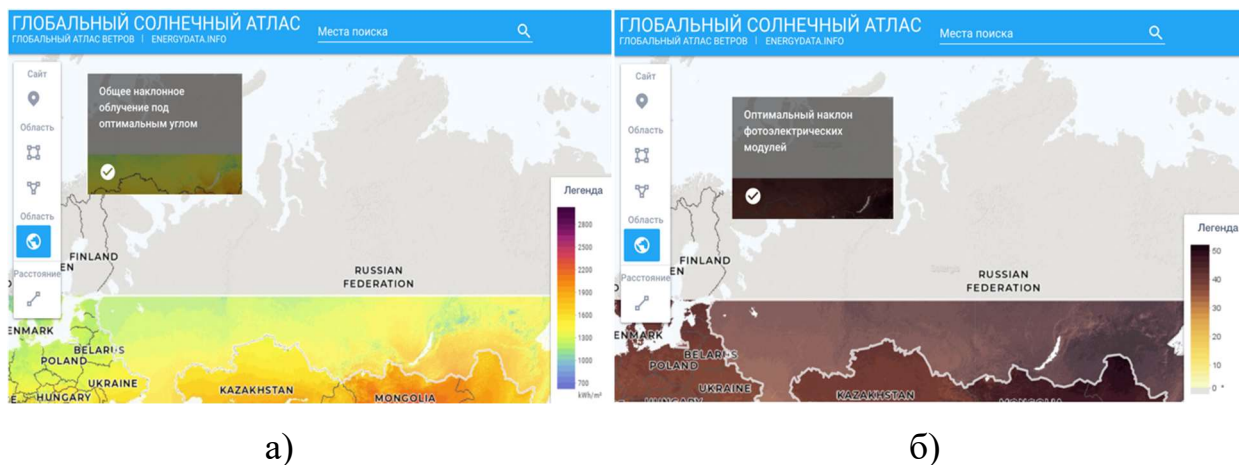


Рисунок 1.14 – Фрагмент БД Global Solar Atlas для учета солнечного излучения на территории России: а) солнечное излучение, приходящее на наклонную поверхность ФЭП; б) оптимальный угол наклона ФЭП

С целью обоснования выбора параметров ЭТК с ФЭУ предлагается использовать математическую модель учета изменения солнечного излучения. Изменение солнечного излучения может быть оценено с помощью известных тригонометрических соотношений, используемых в расчетах Duffie J.A. и Liu В.У. [85, 101]. Для расчета потока солнечного излучения применяется следующая методика расчета:

1. Исходные данные математической модели:

- широта исследуемой точки L , градусы с.ш.;
- долгота исследуемой точки L' , градусы с.д.;
- угол наклона ФЭП β , градусы;
- угол поворота ФЭП по азимуту γ , градусы;
- день в году n , от 1 до 365.
- время в сутках H , от 1 до 24.

2. Расчет коэффициента времени по формуле 1.7:

$$B = \frac{360(n-81)}{365} = 0,986 n - 79,86. \quad (1.7)$$

3. Расчет уравнения времени по формуле 1.8:

$$E = 229,2(0,000075+0,001868\cos B-0,032077\sin B-0,014615\cos 2B-$$

$$-0,04089\sin 2B. \quad (1.8)$$

Данные параметры не зависят от месторасположения объекта и являются постоянными характеристиками для любой географической точки. Расчет параметров произведен в Matlab. Зависимость коэффициента времени B и уравнения времени E от дня в года представлены на рисунке 1.15.

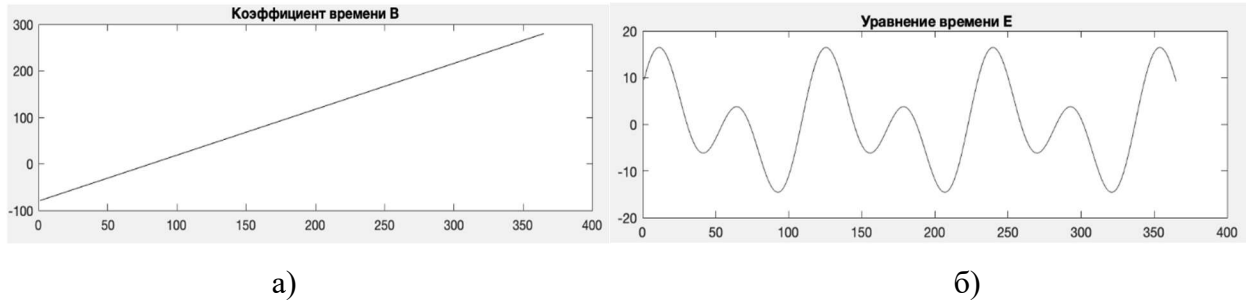


Рисунок 1.15 – Изменение коэффициент времени и уравнения времени в течение года:

а) коэффициент времени; б) уравнение времени

4. Склонение солнца может быть рассчитано несколькими методиками. Обычно при расчетах угла склонения используется графический метод определения данного параметра с помощью аналеммы Солнца, которая описывает положение солнца относительно Земли в течение года. Угол склонения солнца определяется по формуле Буржаса 1.9 [101]:

$$\delta = 0,372 + \sum_{k=1}^3 [Ak * \sin(kD) + Bk + \cos(kD)], \quad (1.9)$$

где k , Ak и Bk – справочные данные, коэффициент D определяется по формуле 1.10:

$$D = \frac{360}{362.25} \cdot (N - 79.346). \quad (1.10)$$

Существенным недостатком такого способа является то, что данная методика подходит только для статических данных и не позволяет проследить динамику изменения склонения солнца в течении всего дня. Также задача усложняется необходимостью обращения к справочным данным и проведением дополнительных расчетов.

Для получения более точных значений с погрешностью $\Delta < 0.035^\circ$ используется формула 1.11:

$$\delta = \frac{180}{\pi} \cdot (0,006918 - 0,399912 \cos B + 0,070257 \sin B - 0,006758 \cos 2B + 0,000907 \sin 2B - 0,002697 \cos 3B + 0,00148 \sin 3B). \quad (1.11)$$

Расчет параметров произведен в Matlab. График изменения склонения солнца в течение года представлены на рисунке 1.16.

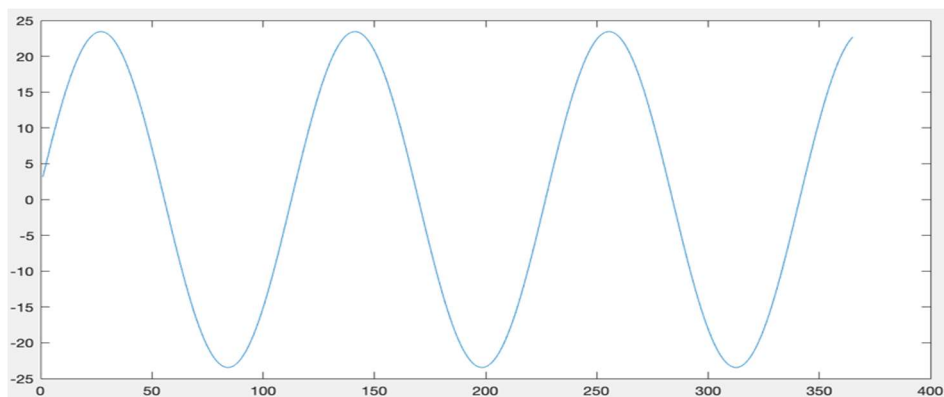


Рисунок 1.16 – Изменение склонения солнца в течение года

5. Расчет солнечного времени по формуле 1.12:

$$h = 15 \cdot (H + E/60 - 12). \quad (1.12)$$

6. Уравнение мгновенного угла падения солнечного излучения на наклонную поверхность ФЭП рассчитывается по формуле 1.13:

$$\begin{aligned} \cos \Theta = & \sin(\delta) \cdot \sin(L) \cdot \cos(\beta) - \sin(\delta) \cdot \cos(L) \cdot \sin(\beta) + \cos(\delta) \cdot \cos(L) \cdot \cos(\beta) \cdot \cos(h) + \\ & \cos(\delta) \cdot \sin(L) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma) \cdot \cos(h) + \cos(\delta) \cdot \sin(\beta) \cdot \sin(\gamma) \cdot \sin(h). \end{aligned} \quad (1.13)$$

7. При условии, что $\cos \Theta > 0$, количество прямого солнечного излучения, поступающего на наклонную поверхность ФЭП с учетом географических координат местности при чистой (безоблачной) атмосфере, определяется по формуле 1.14:

$$I_{\text{пр}} = G \cdot K_{\text{в.м.}} \cdot \cos \Theta, \quad (1.14)$$

где $I_{\text{пр}}$ – часть солнечного излучения, которая достигает поверхности ФЭП непосредственно от солнца, Вт/м².

G – постоянная солнечного излучения, 1360 Вт/м².

$K_{\text{в.м.}}$ – коэффициент поправки на воздушную массу рассчитывается по формуле 1.15:

$$K_{\text{в.м.}} = 1,1254 - \frac{0,1366}{\sin \omega}, \quad (1.15)$$

где $\sin \omega$ – уравнение движения солнца по небосводу;

ω – угол возвышения Солнца, измеряемый в вертикальной плоскости.

Уравнение движения солнца по небосводу рассчитывается по формуле 1.16:

$$\sin\omega = \cos L \cdot \cos\delta \cdot \cos L + \sin L \cdot \sin\delta. \quad (1.16)$$

Если $\sin\omega < 0$, то солнце находится за горизонтом и солнечное излучение отсутствует. Если $\sin\omega > 0$, то солнце находится над горизонтом, и $\sin\omega$ характеризует угол склонения солнца в течение дня.

8. Расчет количества рассеянного солнечного излучения $I_{\text{расс}}$ с учетом географических координат местности при чистой (безоблачной) атмосфере, связывающий интенсивность рассеянного излучения с интенсивностью прямого через эмпирический коэффициент рассеивания $K_{\text{расс}}$ [115, 51] по формуле 1.17:

$$K_{\text{расс}} = \frac{I_{\text{прNASA}}}{I_{\text{рассNASA}}}, \quad (1.17)$$

где $K_{\text{расс}}$ – соотношение прямого и рассеянного солнечного излучения по данным БД Nasa Power на горизонтальной поверхности;

$I_{\text{прNASA}}$ – прямое солнечное излучение по данным БД Nasa Power на горизонтальной поверхности, Вт/м²;

$I_{\text{рассNASA}}$ – рассеянное солнечное излучение по данным БД Nasa Power горизонтальной поверхности, Вт/м²;

9. «Расчет количества отраженной солнечной радиации $I_{\text{отр}}$ с учетом географических координат местности при чистой (безоблачной) атмосфере с учетом альбедо ρ (отражательной способности) поверхности Земли» [115].

10. Расчет суммарного солнечного излучения на произвольно ориентированную поверхность при чистой (безоблачной) атмосфере [85] по формуле 1.18:

$$\Sigma I = I = I_{\text{пр}} + I_{\text{расс}}^{\text{грз}} \frac{1+\cos\beta}{2} + \rho I_{\text{отр}}^{\text{грз}} \frac{1-\cos\beta}{2}, \quad (1.18)$$

«Таким образом, в рассматриваемой математической модели суммарное солнечное излучение солнечного излучения при ясном небе зависит от

географических условий, времени года и суток, а также ориентации ФЭП относительно направления на Солнце» [115].

1.7 Электротехнические комплексы с фотоэлектрическими установками

Сегодня фотоэлектричество играет важную роль в производстве электроэнергии [90]. Доля производства энергии на базе ФЭУ составляет 98,4% от общего объема генерации от всех видов солнечной энергии (более 1300 ТВт·ч в 2022 г.) в мире. На 2020 г. установленная мощность мировой солнечной энергетики превысила 1,2 ТВт [114]. Сфера применения ФЭУ постоянно расширяется за счет удешевления технологий производства ФЭП при повышении их эффективности работы. Принцип работы ФЭУ заключается в прямом преобразовании солнечного излучения в электричество.

Каждая ФЭУ имеет различные требования к оборудованию в зависимости от предполагаемого использования, местоположения и других дополнительных факторов [103, 83, 107]. ФЭП являются основным элементом ФЭУ, объединенные в массив при последовательном, параллельном или смешанном соединении как для сетевых, так и для автономных ФЭУ. Помимо ФЭП обязательными элементами являются компоненты, объединенные в баланс системы.

Баланс системы (BoS)— это общий термин для всех компонентов, помимо ФЭП, которые необходимы для работы ФЭУ.

Баланс системных компонентов ФЭУ обычно включает в себя:

- DC/DC преобразователи напряжения при использовании нагрузки, работающей на постоянном токе (DC);
- AC/DC инверторы (преобразуют постоянный ток (DC) от ФЭП в переменный ток (AC) сети);
- контроллеры точки нахождения максимальной мощности (MPPT) для обеспечения максимальной выработки электроэнергии от ФЭП;

– АКБ используются при необходимости выравнивания графика выработки электроэнергии и резерва электроэнергии в часы отсутствия солнечного излучения;

– контроллер заряда регулирует выходное напряжение и ток от ФЭП к аккумулятору;

– система управления аккумуляторами (защищает АКБ от недозарядки или перезарядки, оптимизирует производительность аккумуляторов и позволяет увеличивать их жизненный цикл);

– монтажное оборудование, опорные конструкции обеспечивают безопасную и надежную установку ФЭП и BoS.

Дополнительно также входят кабели/провода, переключатели, корпуса, предохранители, детекторы замыкания на землю, устройства защиты от перенапряжения и т.д.

Поддержание оптимального состава электростанций на основе ФЭУ необходимо для безопасности, функциональности, эффективности и надежности разрабатываемых ЭТК [44]. BoS применяется ко всем типам ФЭУ (например, к коммерческим, жилым, сельскохозяйственным, общественным объектам и солнечным паркам).

Существующие ЭТК с питанием от ФЭУ подразделяются на автономные системы и системы, работающие параллельно с сетью. Сетевые ЭТК с ФЭУ предназначены для питания объектов, подключенных к централизованной сети. Структурная схема ФЭУ, работающей параллельно с сетью представлена на рисунке 1.17.

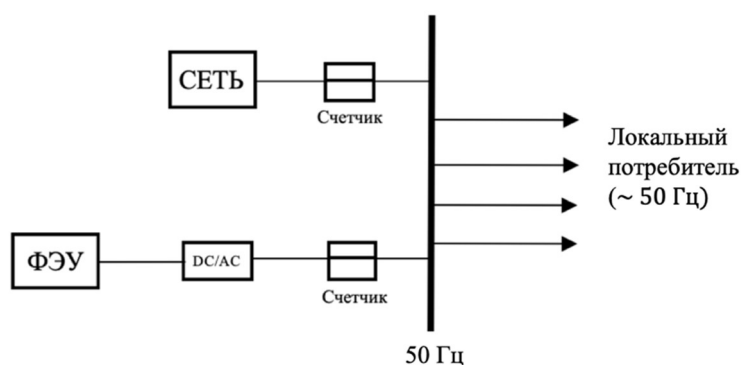


Рисунок 1.17 – Структурная схема параллельной работы ФЭУ с сетью

Автономные ФЭУ, в отличие от сетевых, не подключены к централизованному электроснабжению. Такие системы используются в удаленных местах, где подключение к сети нецелесообразно или невозможно. Схематичное изображение автономной ФЭУ с АКБ представлено на рисунке 1.18.

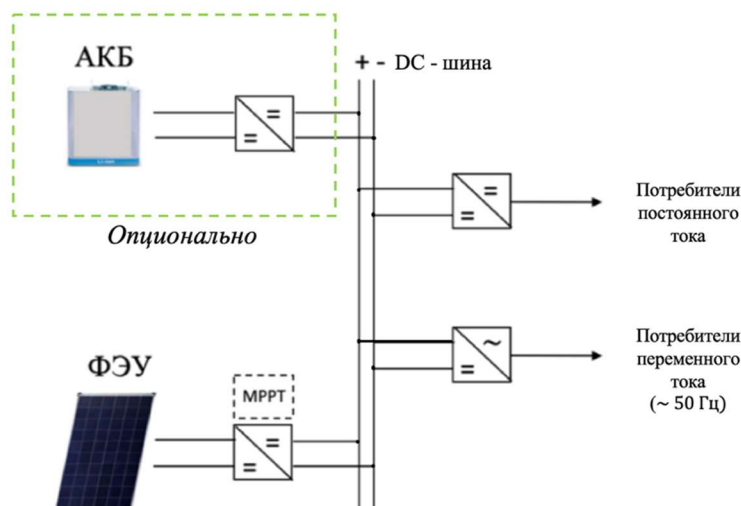


Рисунок 1.18 – Структурная схема автономной ФЭУ с АКБ

Серьезным недостатком автономных СЭС является использование АКБ, работающих в циклическом режиме. Число рабочих циклов распространенных кислотно-свинцовых аккумуляторов невелико (до 1500 циклов), что требует их частой замены [82, 50]. Промышленные литий-ионные АКБ с большим сроком службы и числом рабочих циклов от 3000 требуют значительного увеличения финансовых вложений на строительство автономного ЭТК с ФЭУ [34]. Использование ФЭУ в качестве единственного источника электроэнергии без АКБ может быть применено в условиях периодического потребления электроэнергии нагрузкой [75]. Обобщенная схема автономного ЭТК с питанием от ФЭУ представлена на рисунке 1.19.

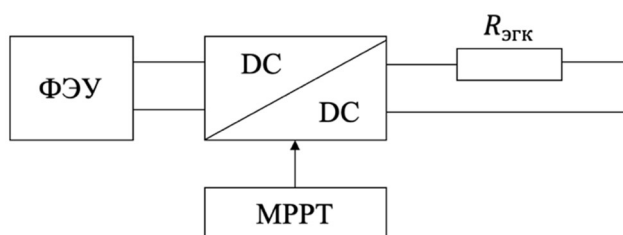


Рисунок 1.19 – Обобщённая схема разрабатываемого автономного ЭТК с ФЭУ для депарафинизации нефтяных скважин

Такой тип автономной ФЭУ существенно повышает надежность и простоту конструкции системы электроснабжения, а также с точки зрения ТЭО такие системы являются наиболее привлекательными для внедрения на объектах, удаленных от централизованного электроснабжения, поскольку отсутствие АКБ существенно снижает стоимость разрабатываемого ЭТК. Однако, для реализации данного способа электроснабжения потребитель электроэнергии должен иметь возможность работать в квазипериодическом режиме согласно графику генерации.

1.8 Технологии производства фотоэлектрических панелей

«Рост энергетического рынка ФЭУ определяет рост производства ФЭП. В связи с этим, исследование отечественных производителей ФЭП, применяющихся как в сетевых, так и в автономных ФЭУ является актуальным» [12].

«В рамках исследования была создана и зарегистрирована БД по ФЭП мощностью более 100 Вт отечественного и зарубежного производства. БД включает 1300 ФЭП от 72 компаний-производителей из таких стран, как Канада, Китай, Германия, Индия, Италия, Россия, Сингапур, Южная Корея, Таиланд, Тайвань, США, Вьетнам. Российское производство составляет 12% от количества исследуемых ФЭП» [12].

Распределение количества ФЭП по российским компаниям представлено на рисунке 1.20.

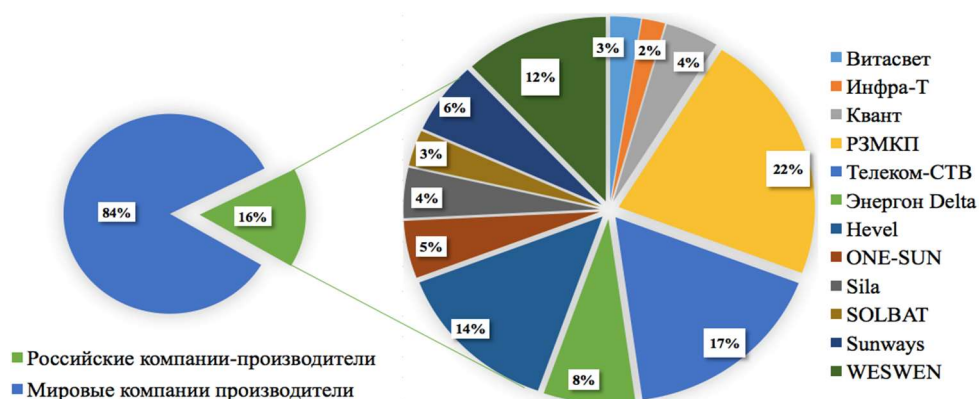


Рисунок 1.20 – Российские компании производители ФЭП

По результатам первичного анализа известно, что наибольший ассортимент выпускаемых ФЭП имеют такие компании, как РЗМКП – 22% (г. Рязань) и Nevel – 17% (г. Чебоксары), что позволяет им удовлетворять различный спрос на рынке [12].

Распределение ФЭП по номинальной мощности представлено на рисунке 1.21, где указаны количественная и процентная доли ФЭП по всем производителям [12].

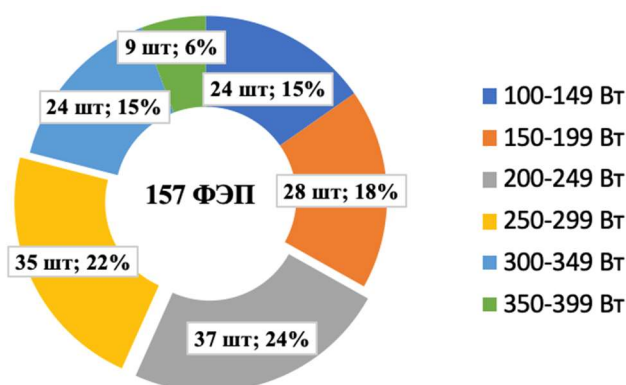


Рисунок 1.21 – Распределение российских ФЭП по диапазонам мощности

Наиболее распространёнными являются ФЭП с номинальной мощностью от 200 Вт до 299 Вт (46% от рассмотренных ФЭП) [12].

БД включает в себя монокристаллические, поликристаллические, гетероструктурные и тонкопленочные ФЭП. Этапы производства ФЭП в зависимости от технологии представлены на рисунке 1.22.

В исследовании рассмотрены ФЭП на основе наиболее широко используемого полупроводникового элемента для производства ФЭП (доля до 90% среди всех элементов, используемых в фотовольтаике) – кристаллического кремния (Si):

1. Монокристаллический кремний (рисунок 1.22а) имеет структуру единой непрерывной кристаллической решетки без примесей. Такие ФЭП эффективны при преобразовании прямого солнечного излучения. Недостатком является сложный производственный процесс, который приводит к более высоким затратам, чем другие технологии [106, 80].

2. Поликристаллический кремний (рисунок 1.22б) изготавливается на основе кремниевой крошки. Такие ФЭП дешевле в производстве, чем монокристаллические и наиболее эффективны при преобразовании рассеянного излучения, но обычно имеют меньший КПД [109, 122].

3. Гетероструктурные ФЭП (НТ) (рисунок 1.22в) представляют сочетание монокристаллического и аморфного кремния (кремниевой крошки). Они обладают высокими эксплуатационными характеристиками и повышенной устойчивостью к перепадам температуры окружающей среды. Технология НТ находится на начальном этапе развития, ее высокая эффективность позволит получить широкое распространение на рынке в ближайшие годы [80].

4. Тонкопленочные ФЭП (рисунок 1.22г) состоят из атомов кремния в тонком однородном слое, что обеспечивает более тонкую структуру. Преимуществом клеток является возможность нанесения пленок на любой тип поверхности. Однако, за счет низкого коэффициента полезного действия (КПД) данный тип технологии не получил широкого распространения [80].



Рисунок 1.22 – Этапы производства исследуемых ФЭП: а) монокристаллическая; б) поликристаллическая; в) гетероструктурная; г) тонкопленочная

Количественная и процентная доля каждого из исследуемых типов российских ФЭП представлена на рисунке 1.23.

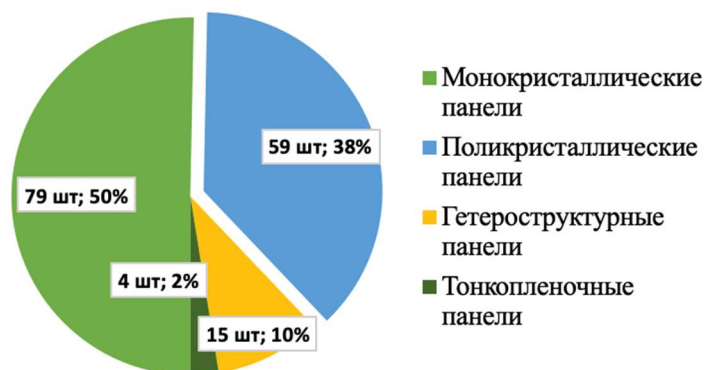


Рисунок 1.23 – Доля исследуемых типов российских ФЭП

Одним из сдерживающих факторов широкого использования ФЭУ является КПД ФЭП, который на коммерческом рынке в России в настоящее время составляет не более 22% для гетероструктурной ФЭП и не более 25% для фотоэлектрической ячейки [35]. Монокристаллические ФЭП заложили прочную основу в производственный процесс ФЭП и будут доминировать на рынке как минимум ближайшие десять лет. В отечественном производстве доля монокристаллических ФЭП составляет порядка 50% [80].

Одним из распространенных методов выращивания кристаллов кремния является метод Чохральского. Процесс выращивания кристалла кремния представлен на рисунке 1.24.

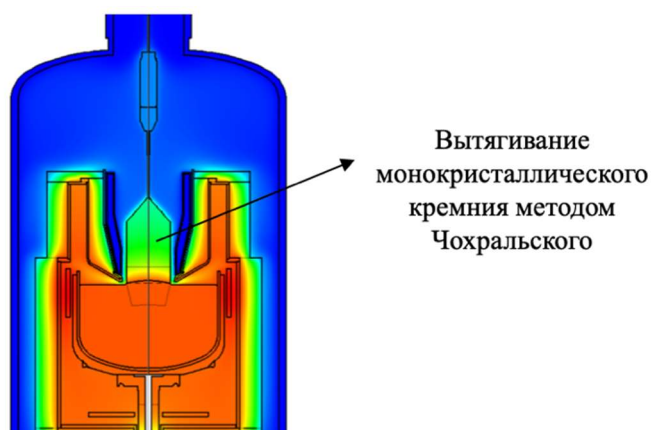


Рисунок 1.24 – Моделирование выращивания кристалла кремния методом Чохральского в программе CGSim

Монокристаллический кремний, выращенный по данному способу, используется для производства монокристаллических и гетероструктурных

ФЭП российскими и зарубежными компаниями-производителями. Для оценки возможности повышения эффективности выращивания кристаллов кремния было проведено имитационное моделирование в программном обеспечении CGSim Cz. Мощность нагревателя принимается близкой к экспериментальным значениям – 47,675 кВт (при сравнении с 48 кВт при эксперименте).

По результатам моделирования выявлено, что основными проблемами при выращивании кристаллов методом Чохральского является его обрыв при вытягивании и выделении примесей, локальные переохлаждения, снижающие качество монокристаллического кремния и допускающих переход из монокристаллической структуры в поликристаллическую. В таких условиях оптимальные параметры роста подразумевают под собой вытягивание кристалла с очень высокой скоростью для сохранения стабильности диаметра кремния и исключения дислокации, что не всегда возможно достигнуть. Готовые кристаллы кремния, выращенные методом Чохральского представлены на рисунке 1.25.



а)

б)

Рисунок 1.25 – Кристаллы кремния, полученные методом Чохральского:

а) лабораторные слитки; б) промышленный кристалл кремния диаметром 300 мм и массой более 250 кг, выращенный методом Cz (предоставлено ООО «НТП ТПТ»)

На рисунке 1.26 представлены этапы сборки гетероструктурной ячейки, произведенной ГК «Hevel», где:

- 1 – готовая пластина монокристаллического кремния;
- 2 – нанесение тонких наноразмерных слоев аморфного кремния;
- 3 – формирование антиотражающего и металлических контактных слоев;
- 4 – нанесение токосъемной сетки для эффективного сбора и передачи генерируемой солнечной ячейкой электрической энергии методом трафаретной печати;
- 5 – ламинированная ячейка НТТ.



Рисунок 1.26 – Гетероструктурная фотоэлектрическая ячейка
(предоставлено ООО «НТП ТПТ»)

Полученные в диссертационном исследовании результаты моделирования в CGSim и полученные методики расчета зависимости распределения времени жизни неосновных носителей заряда по длине слитка монокристаллического кремния, выращенного по технологии вытягивания из расплава (метод Чохральского), для оценки выхода годных пластин для производства ФЭП внедрены в производственный процесс ООО «НТП ТПТ».

1.9 Обоснование необходимости создания автономного электротехнического комплекса с фотоэлектрической установкой

Системы электроснабжения нефтедобывающих предприятий – это сложные ЭТК, предназначенные для обеспечения непрерывного процесса добычи нефти, а также качественного и надежного электроснабжения объекта.

Варианты электроснабжения по степени централизации представлены на рисунке 1.27.

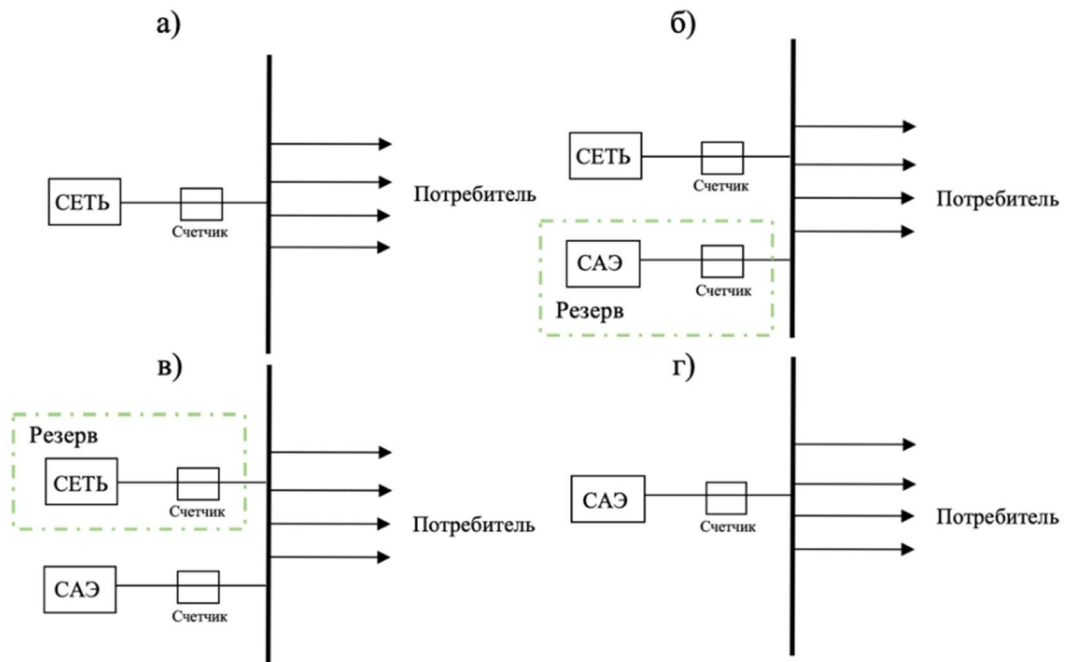


Рисунок 1.27 – Системы электроснабжения нефтедобывающих предприятий:

- а) централизованное: от внешних распределительных сетей; б) смешанное: сеть + система автономного электроснабжения (резерв); в) смешанное: система автономного электроснабжения (САЭ)+сеть (резерв); г) САЭ

В настоящее время одним из наиболее популярных решений повышения надежности электроснабжения потребителей минерально-сырьевого комплекса является использование распределенной генерации и/или автономных источников энергии.

В этом случае снижаются риски дефицита мощности, повышается надежность электроснабжения, снижаются потери электроэнергии. Системы автономного электроснабжения (САЭ) позволяют создавать эффективные и надежные системы производства электрической энергии в непосредственной близости от потребителей.

Высокая инвестиционная привлекательность САЭ обусловлена относительно низким уровнем первоначальных вложений по сравнению со строительством ЛЭП, возможностью быстрого и поэтапного ввода в эксплуатацию, а также полным контролем со стороны потребителя [77].

На территории Астраханской области, входящей в Северо-Кавказскую нефтегазоносную провинцию, учтено 4 месторождения нефти (3 нефтяных и 1 газонефтяное). По величине извлекаемых запасов нефти на 01.01.2020 одно месторождение относится к уникальным (99,87% разведываемых запасов), одно - к крупным (98,08% разрабатываемых запасов), одно - к мелким (1,92% разрабатываемых запасов) и одно - к очень мелким (0,13% разведываемых запасов) [66].

Запасы нефтяных месторождений представлены в таблице 1.4, где А – детально разведанные разрабатываемые запасы; B_1 – разрабатываемые отдельными скважинами, разведанные, подготовленные к промышленной разработке запасы; B_2 – разрабатываемые, неразбуренные, оцененные запасы; C_1 – разведанные запасы; C_2 – оцененные запасы. Нефтяные и газонефтяные месторождения данного региона относят к среднепарафинистым. Проблема образования ПО для всей нефтегазовой отрасли, включая Северо-Кавказскую нефтегазоносную провинцию, остается нерешенной.

Таблица 1.4 – Запасы нефтяных месторождений Астраханской области по категориям

Категория запасов	Запасы, млн тонн	Легкая нефть плотности до 0,830 г/см ³	Нефть средней плотности 0,851-0,870 г/см ³	Тяжелая нефть плотности 0,871-0,895 г/см ³	Битуминозная нефть плотностью более 0,895 г/см ³
$A+B_1$	19,243	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
C_1	3,194				
Всего	22,437	15,81%	0,65%	2,85%	80,66%
B_2	33,566	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
C_2	328,865				

Энергетический комплекс объединенной энергосистемы (ОЭС) Юга образуют 240 электростанций, суммарной мощностью 27,37 тыс. МВт (по данным на 01.01.2023) из них на ВИЭ приходится 78 солнечных

электростанций (СЭС) и ветряных электростанций (ВЭС) установленной мощностью 3007 МВт (70% ВЭС и 30% СЭС). Всего на территории Астраханской области 17 электростанций (из них 12 СЭС) общей мощностью более 1029 МВт. Проблематика централизованного электроснабжения региона, оказывающая влияние на дисбаланс энергии:

- регион с интенсивным гололедообразованием;
- неравномерность стока рек Северного Кавказа;
- недостаточная подготовленность уже известных объектов к промышленному освоению;
- отсутствие развитой энергетической инфраструктуры;
- экологические проблемы, связанные с добычей нефти [66].

С учетом вышеуказанных проблем, внедрение автономных ЭТК с питанием от малых ФЭУ (мощностью до 100 кВт) для депарафинизации нефтяных скважин на Юге и Юго-Востоке страны в условиях высокого потенциала солнечного излучения является наиболее перспективным благодаря своей надежности, управляемости, мобильности и простоте конструкции при условии экономической эффективности.

Структурная схема ЭТК с питанием от ФЭУ для депарафинизации нефтяных скважин представлена на рисунке 1.28.

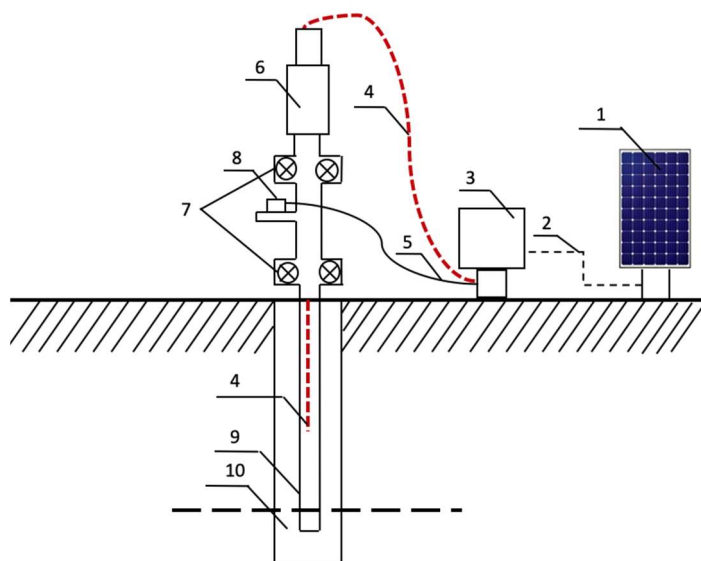


Рисунок 1.28 – Структурная схема автономного ЭТК с питанием от ФЭУ для депарафинизации нефтяных скважин [115]

В состав автономного ЭТК входят: 1 – автономная ФЭУ; 2 – кабель подключения; 3 – блок управления ФЭУ; 4 – электрический греющий кабель; 5 – кабель датчика температуры; 6 – устьевой сальник; 7 – запорная арматура; 8 – датчик температуры; 9 – НКТ; 10 – нефтяная скважина. Блок управления ФЭУ включает в себя преобразователь напряжения с алгоритмом точки максимальной мощности (MPPT алгоритм).

1.10 Выводы к Главе 1

По результатам анализа современного состояния проблемы электроснабжения месторождений парафинистой нефти, удаленных от централизованного электроснабжения, и, учитывая доступность технологий ВИЭ, были сделаны следующие выводы:

1. Разработка новых, перспективных месторождений становится ограниченной по причине удаленности мест проведения добычи нефти от централизованных энергосистем. Электроснабжение отдаленных районов нефтедобычи целесообразно осуществлять с применением автономных электростанций на базе ВИЭ, расположенных в местах непосредственного энергопотребления.

2. Образование ПО в НКТ нефтяных скважин является одной из самых крупномасштабных проблем при добыче нефти. Обоснована необходимость создания автономного ЭТК с ФЭУ для депарафинизации нефтяных скважин на месторождениях Астраханской области.

3. Разрабатываемый ЭТК с ФЭУ в сравнении с централизованным электроснабжением от внешней распределительной сети обладает следующими достоинствами: энергосбережение, малая металлоемкость и капиталоемкость, простота и модульность конструкции, экологическая безопасность внедряемой технологии [7,8,9].

Таким образом, в первой главе доказана актуальность поставленной цели исследования и задач для ее реализации, представленных во введении.

ГЛАВА 2 СТРУКТУРА И ПАРАМЕТРЫ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКОЙ ДЛЯ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

2.1 Изменение температуры водонефтяной смеси в зависимости от параметров нефтяной скважины и физико-химических свойств нефти

По результатам анализа существующих методов депарафинизации нефтяных скважин в главе 1 был выбран электротермический метод прогрева скважины с помощью резистивного электрического греющего кабеля, располагаемого непосредственно во внутреннем пространстве НКТ. Такой метод расположения электрического кабеля применим для двух способов добычи нефти:

- для скважин с фонтанным способом добычи;
- для скважин с механизированным способом добычи с использованием ЭЦН.

При фонтанном способе добычи скважинный флюид движется по НКТ на дневную поверхность за счет энергии пласта [29].

Типовая динамика показателей разработки нефтяного месторождения представлена на рисунке 2.1 [10]. Период фонтанирования скважин относится к периоду I «Нарастающая добыча» и может составлять 4–6 лет эксплуатации месторождения.

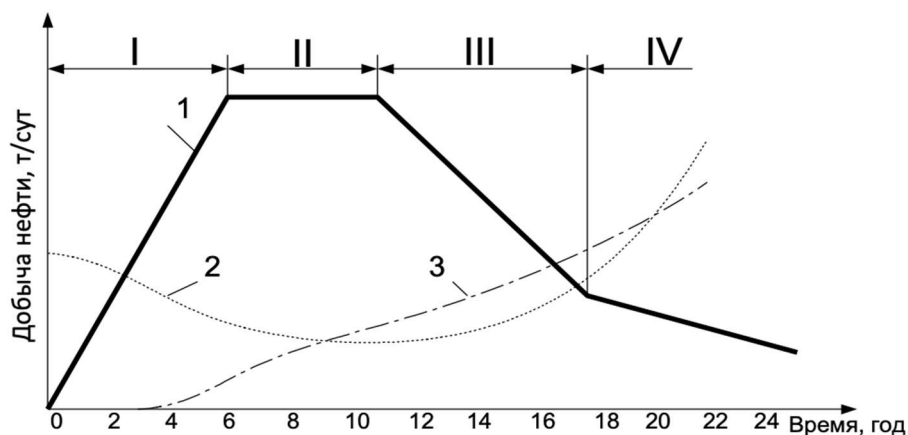


Рисунок 2.1 – Типовая динамика показателей разработки нефтяного месторождения:

1 – добыча нефти; 2 – себестоимость добычи нефти; 3 – обводненность нефти

По окончании первого периода наступает период II «Постоянный уровень добычи» и скважину, как правило, переводят на механизированный способ добычи. Одним из таких способов является применение ЭЦН. ЭЦН представляет собой насосный агрегат, вертикально спущенный в скважину на колонне НКТ, состоящий из погружного электродвигателя (ПЭД), узла гидрозащиты, модуля приёма жидкости, центробежного насоса, обратного клапана, спускного клапана.

Электрический греющий кабель является скважинным оборудованием, опускается непосредственно в пространство НКТ и применим для рассмотренных способов добычи [58].

Выбор параметров электрического греющего кабеля для компенсации тепловых потерь осуществляется на основании математической зависимости распределения температуры нефти при ее подъеме по НКТ от физико-химических свойств нефти и характеристик эксплуатации нефтяной скважины.

Существуют различные методики определения распределения температуры водонефтяной смеси при ее подъеме в НКТ нефтяных скважин на основании ряда аналитических и эмпирических соотношений, предложенных А.Ю. Намиота, И.Т. Мищенко (используется в условиях фонтанирования), К.Х. Шотиди. На основании анализа существующих методик, в работе Купцова С.М. было получено обобщающее уравнение распределения температуры нефти на участке ствола добывающей скважины от забоя до устья по формулам 2.1–2.7 [43]:

$$t(x) = \theta_0 + \frac{K_G + m}{A} (1 - e^{-A \cdot x}) + (t_3 - \theta_0) \cdot e^{-A \cdot x} - K_G [H \cdot (e^{-A \cdot x} - 1) + x] - D_h \cdot (p_3 \cdot e^{-A \cdot x} - p) + \frac{g}{A \cdot c_{np}} (e^{-A \cdot x} - 1); \quad (2.1)$$

$$K_G = (t_3 - \theta_0) / H \cdot \cos(\gamma) \cdot L_\theta; \quad (2.2)$$

$$m = \frac{q_l}{G \cdot c_p}; \quad (2.3)$$

$$A = \frac{\pi \cdot d \cdot k}{G \cdot c_{np}}; \quad (2.4)$$

$$k = 5 + 8,02 \cdot 10^{-3} \frac{G}{d}; \quad (2.5)$$

$$x = H - h; \quad (2.6)$$

$$c_{\text{пр}} = c_{\text{н}} \cdot (1 - z/100) + c_{\text{в}} \cdot z/100, \quad (2.7)$$

где θ_0 – температура нейтрального слоя земли, °С;

L_{θ} – длина нейтрального слоя Земли, м;

γ – угол наклона скважины, градус;

K_G – геотермический градиент, °С/м;

m – размерный комплекс;

A – размерный комплекс В.Г. Шухова, 1/м;

x – расстояние от забоя до глубины, м;

t_3 – температура на забое, °С;

H – глубина скважины, м;

D_h – коэффициент Джоуля-Томсона для нефти, К/МПа;

p_3 – давление на забое, МПа;

p – давление на рассматриваемом участке, МПа;

k – коэффициент теплопередачи, Вт/(м² · К);

G – массовый расход (дебит) жидкости, кг/с;

d – диаметр НКТ, м;

h – расстояние от устья до рассматриваемого сечения, м;

$c_{\text{пр}}$ – удельная теплоемкость водонефтяной смеси, Дж/(кг·К);

z – обводненность нефти, %.

Расчет температуры добываемой жидкости по стволу скважины от забоя до устья крайне затруднителен, так как значения температуры входят в зависимости по определению ряда свойств жидкости (вязкость, плотность). А это, в свою очередь, влияет и на изменение давления и скорости потока [43]. Для обеспечения точности определения температуры необходимо весь интервал от забоя до устья скважины разбивать на отдельные участки, в пределах которых можно принимать параметры жидкости неизменными. В качестве неизменного участка принимается интервал 50 м [43].

Также по результатам анализа предыдущих исследований при проведении расчетов вводится допущение, при котором отсутствуют термодинамические эффекты ($D_h = 0, m = 0$) [43].

Данное допущение является возможным и обоснованным, поскольку Купцовым С.М. было выявлено, что эффект дросселирования оказывает незначительное влияние на изменение температуры. Кроме этого, в условиях депарафинизации нефтяных скважин повышение температуры на 0,2-2°C в случае учета дросселирования будет оказывать положительное влияние на предотвращение образования ПО.

Таким образом, при проведении расчетов уравнение (2.1) преобразуется в формулу 2.8:

$$t(x) = \theta_0 + \frac{K_G}{A} (1 - e^{-A \cdot x}) + (t_3 - \theta_0) \cdot e^{-A \cdot x} - K_G [H \cdot (e^{-A \cdot x} - 1) + x] + \frac{g}{A \cdot c_{np}} (e^{-A \cdot x} - 1). \quad (2.8)$$

Распределение температуры нефти от забоя до устья скважины рассмотрено для конкретных физико-химических параметров нефти, представленных в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Физико-химические параметры исследуемой нефти

Параметры	Значения
Удельная теплоемкость нефти, Дж/(кг·°С)	2100
Удельная теплоемкость воды, Дж/(кг·°С)	4182
Обводненность, %	10
Содержание серы, %	0,2
Содержание асфальтенов, %	0,71
Содержание парафина по массе, %	5,03
Пористость, %	24
Плотность нефти, кг/м ³	895
Пластовая вязкость нефти, мПа·с	35,2

Глубина нейтрального слоя от поверхности земли изменяется в пределах от 20 до 40 м, в расчетах принимается 30 м. Распределение температуры определялось через каждые 50 м от забоя до устья. Пример расчета температуры водонефтяной смеси на глубине 500 м.

Параметры исследуемой скважины представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Параметры скважины

Параметры	Значения
Температура нейтрального слоя земли °С	11
Угол наклона скважины, °	9
Длина нейтрального слоя земли, м	30
Диаметр НКТ, м	0,063
Диаметр скважины (обсадной колонны), м	0,146
Массовый дебит скважины, т/сут	10-100
Глубина скважины, м	2700
Температура на забое, °С	75

При обводненности нефти 10% удельная теплоёмкость водонефтяной смеси в соответствии с формулой 2.7 составит:

$$c_{\text{пр}} = c_{\text{н}} \cdot (1 - z/100) + c_{\text{в}} \cdot z/100 = 2100 \cdot 0,9 + 4182 \cdot 0,1 = 2308,2 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{°С)}.$$

Расстояние от забоя до исследуемой глубины 500 м в соответствии с формулой 2.6 составит:

$$x = H - h = 2700 - 500 = 2200 \text{ м}.$$

Коэффициент теплопередачи при дебите 50 т/с в соответствии с формулой 2.5 составит:

$$k = 5 + 8,02 \cdot 10^{-3} \frac{G}{d} = 11,37 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}.$$

Размерный комплекс А в соответствии с формулой 2.3 составит:

$$A = \frac{\pi \cdot d \cdot k}{G \cdot c_{\text{пр}}} = 16,8 \cdot 10^{-4}.$$

Температура нефти в скважине зависит от температурного градиента, который в среднем составляет 0,03 °С на 1 м. Геотермический градиент для исследуемых параметров нефтяной скважины рассчитывается по формуле 2.2:

$$K_G = (t_3 - \theta_0) / H \cdot \cos(\gamma) \cdot L_{\theta} = 0,0243 \text{ °С/м}.$$

Таким образом, в соответствии с уравнением (2.8) температура водонефтяной смеси на глубине 500 м равна $t \approx 34,7 \text{ °С}$. Таким образом осуществляется расчет по всей длине скважины.

График распределения температуры нефти от забоя до устья в зависимости от дебита (25 т/сут, 50 т/сут, 75 т/сут, 100 т/сут) при фонтанном способе добычи представлен на рисунке 2.2.

Из рисунка 2.2 видно, что распределение температуры водонефтяной смеси в нефтяной скважине прямо пропорционально дебиту нефтяной скважины. В случае, когда дебит скважины достигает значения более 90 т/сут, то распределение температуры нефти при более высоких дебитах остается практически неизменным. Расхождение по температурному полю, а в особенности температуры на устье скважины, более чем на 5–10% будет наблюдаться для скважин с дебитом от 10 т/сут до 50 т/сут.

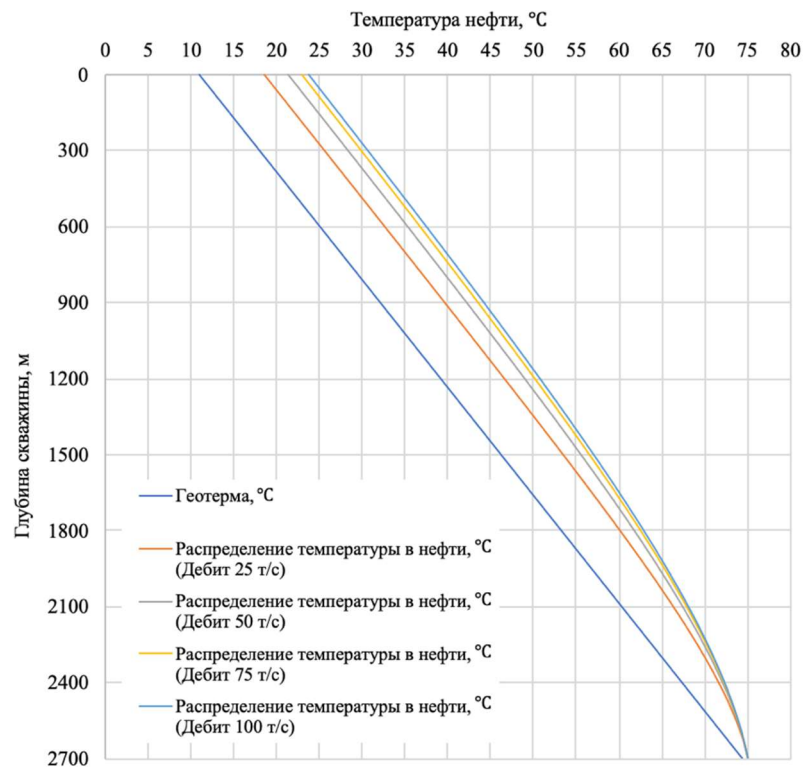


Рисунок 2.2 – Зависимость распределения температуры водонефтяной смеси от дебита при фонтанном способе добычи нефти

Увеличение дебита оказывает положительное влияние на процесс депарафинизации нефтяных скважин, повышая точку начала парафинообразования по глубине скважины. При механизированном способе добычи с применением ЭЦН температура добываемой жидкости на ЭЦН и ПЭД увеличивается за счет тепловыделений от оборудования. Поправка к полученным численным значениям на повышение температуры жидкости

вдоль ЭЦН и ПЭД рассчитывалась с учетом теплового потока от источников, потребляемой мощности и его КПД. Увеличение температуры рассчитывается в соответствии с уравнением Шухова по формулам 2.9 и 2.10 [43]:

$$\Delta T_{\text{эцн}} = \frac{Q}{G \cdot c_p} = \frac{N_{\text{эцн}} \cdot (1 - \eta_{\text{эцн}})}{G \cdot c_p}; \quad (2.9)$$

$$\Delta T_{\text{пэд}} = \frac{Q}{G \cdot c_p} = \frac{N_{\text{пэд}} \cdot (1 - \eta_{\text{пэд}})}{G \cdot c_p}. \quad (2.10)$$

где $\Delta T_{\text{эцн}}$ – прирост температуры вдоль ЭЦН, °С;

$\Delta T_{\text{пэд}}$ – прирост температуры вдоль ПЭД, °С;

где Q – тепловой поток от источника, Вт;

$N_{\text{эцн}}$ – затрачиваемая мощность ЭЦН, Вт;

$N_{\text{пэд}}$ – затрачиваемая мощность ПЭД, Вт;

$\eta_{\text{эцн}}$ – действительный КПД ЭЦН;

$\eta_{\text{пэд}}$ – действительный КПД ПЭД.

В расчетах принимается, что УЭЦН с ПЭД располагается на глубине 2400 м. Длина ЭЦН составляет 24 м, мощность – 57 кВт, КПД – 40%. Длина ПЭД составляет 12 м, мощность – 80 кВт, КПД – 70%. Результаты представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Изменение температуры нефти вдоль УЭЦН

Источник	N, кВт	КПД	Q, кВт	Длина, м	q, Вт/м	m, °С/м	ΔT , °С
ЭЦН	57	0,4	34,2	24	1425	0,828	19
ПЭД	81	0,7	24,3	12	2025	1,177	14,5

Параметры ЭЦН являются ориентировочными и приняты на основании анализа предыдущих исследований, поскольку основной задачей является оценка зависимости распределения температуры нефти от устья до забоя при наличии ЭЦН в скважине [43]. Поскольку на каждой нефтяной скважине мощность и КПД ПЭД и ЭЦН могут варьироваться, прирост температуры будет меняться в зависимости от параметров оборудования. Результаты распределения температуры нефти в зависимости от способа добычи представлены на рисунке 2.3.

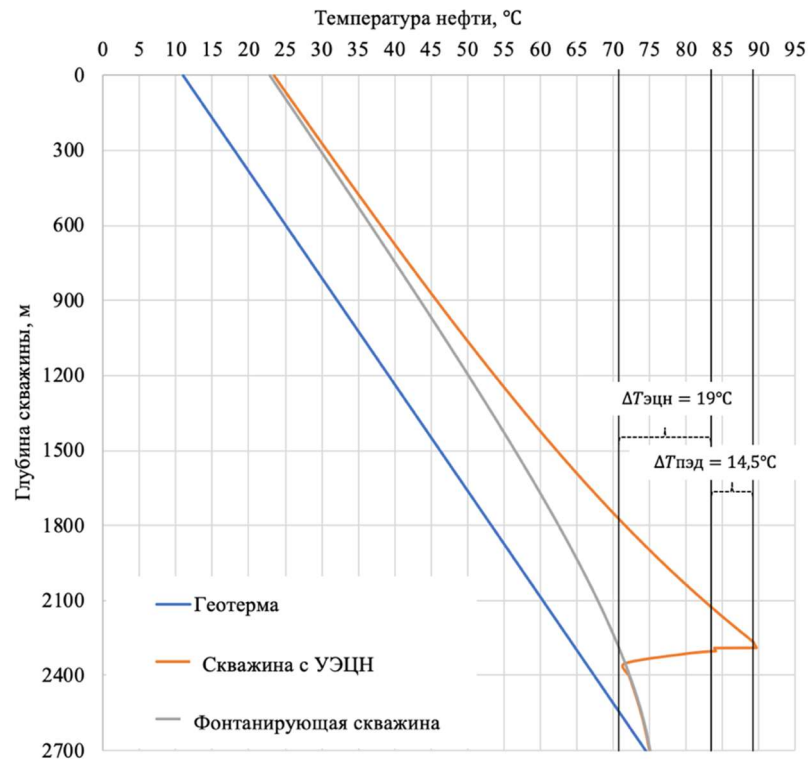


Рисунок 2.3 – Распределения температуры нефти в зависимости от способа добычи нефти при дебите 75 т/с

Так как при фонтанном способе добычи температура нефти будет ниже, чем при использовании ЭЦН при прочих равных параметрах, то этот способ будет использоваться как основной, рассматриваемый в исследовании, который требует больше электроэнергии для компенсации тепловых потерь при осуществлении электротермического прогрева скважины, чем механизированный способ добычи нефти с использованием ЭЦН. Полученные результаты могут быть применены как для скважин с фонтанным способом добычи, так и с ЭЦН.

2.2 Глубина образования парафиновых отложений в насосно-компрессорных трубах нефтяных скважин

Массовое выпадения парафина начинается в скважине на глубине, соответствующей температуре начальной точки кристаллизации ПО. В качестве примера приведена парафинистая сырая нефть с концентрацией парафина 5%.

Для определения температуры образования ПО в расчетах применяется формула 2.11, рекомендованная «ВНИИнефть» [18, 7]:

$$t_0 = 11,4 + 34,1 \cdot \lg C_p, \quad (2.11)$$

где t_0 – температура насыщения нефти парафином в поверхностных условиях, °С;

C_p – концентрация парафина в нефти, %.

На основании формулы (2.11) температура образования ПО в нефти при концентрации $C_p = 5\%$ равна $t_0 = 35,22^\circ\text{С}$. По анализу предыдущих исследований [123, 118] в расчетах принимается температура плавления ПО выше температуры образования на 15°С и рассчитывается по формуле 2.12:

$$T_{\text{пл}} = t_0 + \Delta T_m, \quad (2.12)$$

где $T_{\text{пл}}$ – температура плавления парафина, °С;

$\Delta T_m \approx 15^\circ\text{С}$.

Зависимость температуры образования и плавления ПО от их концентрации в водонефтяной смеси представлена на рисунке 2.4. С учетом изменения температуры водонефтяной смеси при движении от забоя к устью глубина образования ПО также зависит от концентрации ПО с учетом температуры образования.

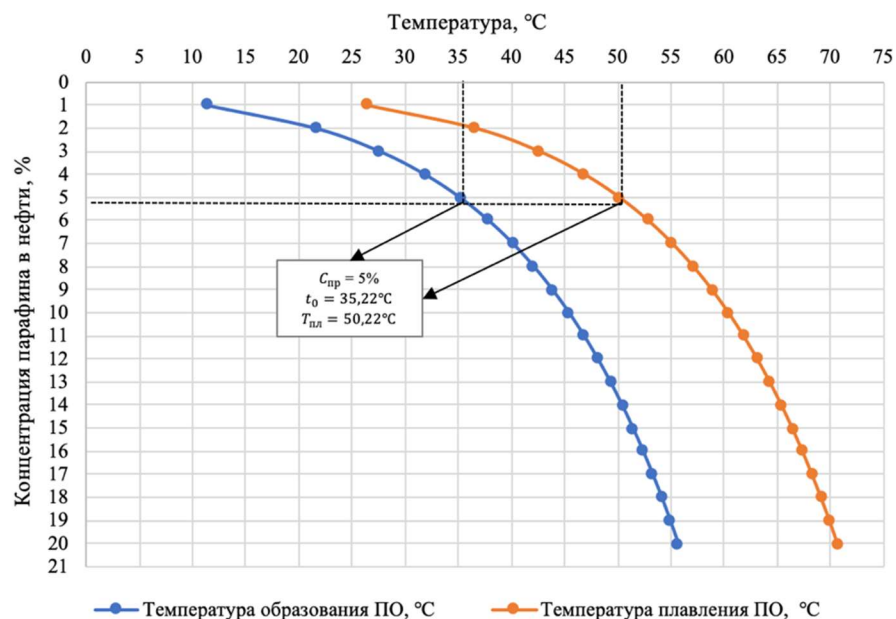


Рисунок 2.4 – Зависимость температуры образования и плавления ПО от концентрации

Зависимость глубины образования ПО от концентрации ПО для различных дебитов нефтяной скважины представлена на рисунке 2.5.

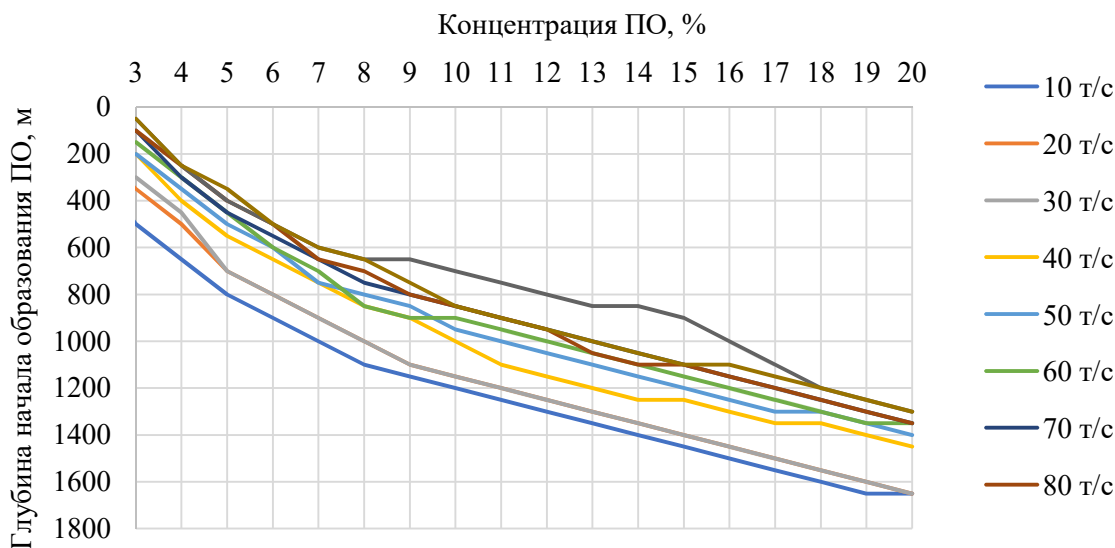


Рисунок 2.5 – Зависимость глубины образования ПО от концентрации ПО и дебита нефтяной скважины

Из рисунка 2.5. видно, что при дебите скважины 50 т/сут и концентрации ПО 5% глубина образования ПО составляет 490 м.

Длина электрического греющего кабеля соответствует глубине начала парафинообразования $L_k = 490$ м.

На рисунке 2.6 представлены зависимости длины электрического кабеля L_k от температуры образования ПО t_0 и дебита скважины G для двух скважин глубиной $H = 2700$ м и $H' = 1350$ м.

Исследование изменения температуры нефти при движении по НКТ нефтяной скважины от забоя к устью оценивалось на участке 1000 м.

Из рисунка 2.6 видно, что глубина эксплуатационной скважины H прямо пропорциональна влияет длине электрического греющего кабеля L_k . При $H' = H/2$ необходимо учитывать, что $L_k' = L_k/1,36$.

На рисунке 2.7 представлены зависимости длины электрического греющего кабеля L_k от температуры образования ПО t_0 и дебита скважины G для двух различных НКТ нефтяной скважины с внутренним диаметром $d = 63$ мм и $d' = 89$ мм.

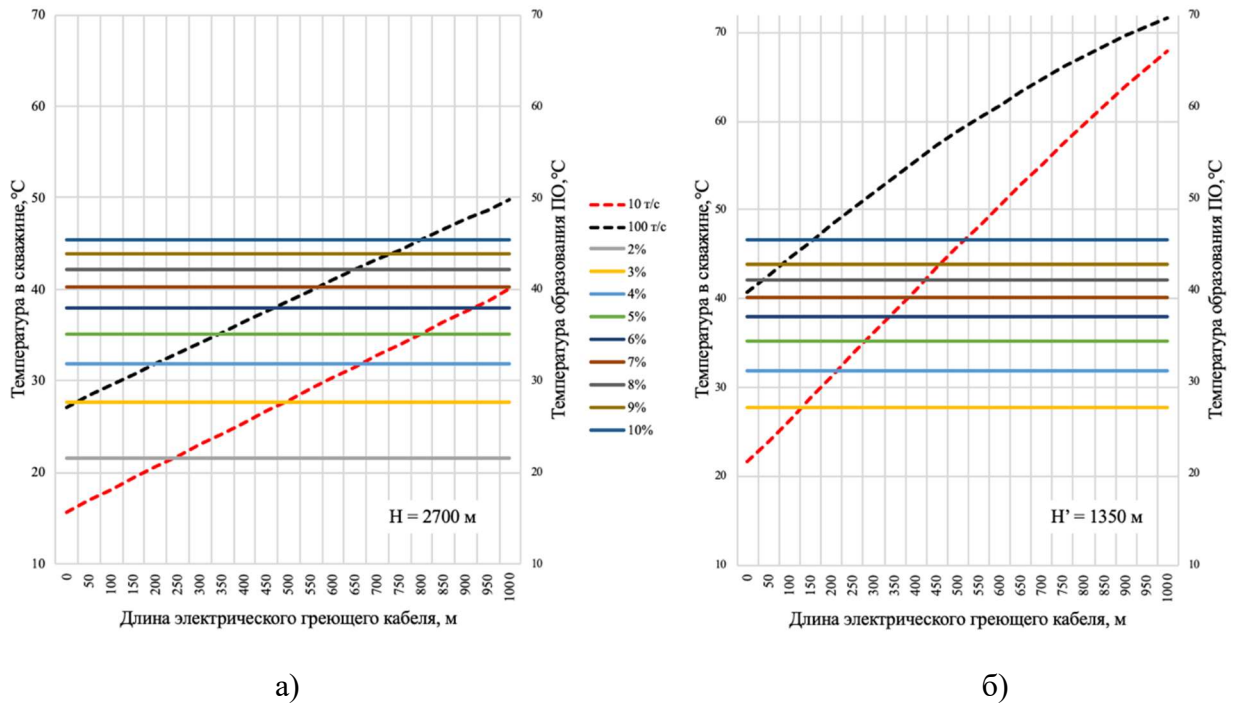


Рисунок 2.6 – Глубина образования парафиновых отложений в зависимости от концентрации ПО и дебита скважины:

а) $d = 63$ мм; $H = 2700$ м; $z = 0,1$;

б) $d = 63$ мм; $H' = 1350$ м; $z = 0,1$

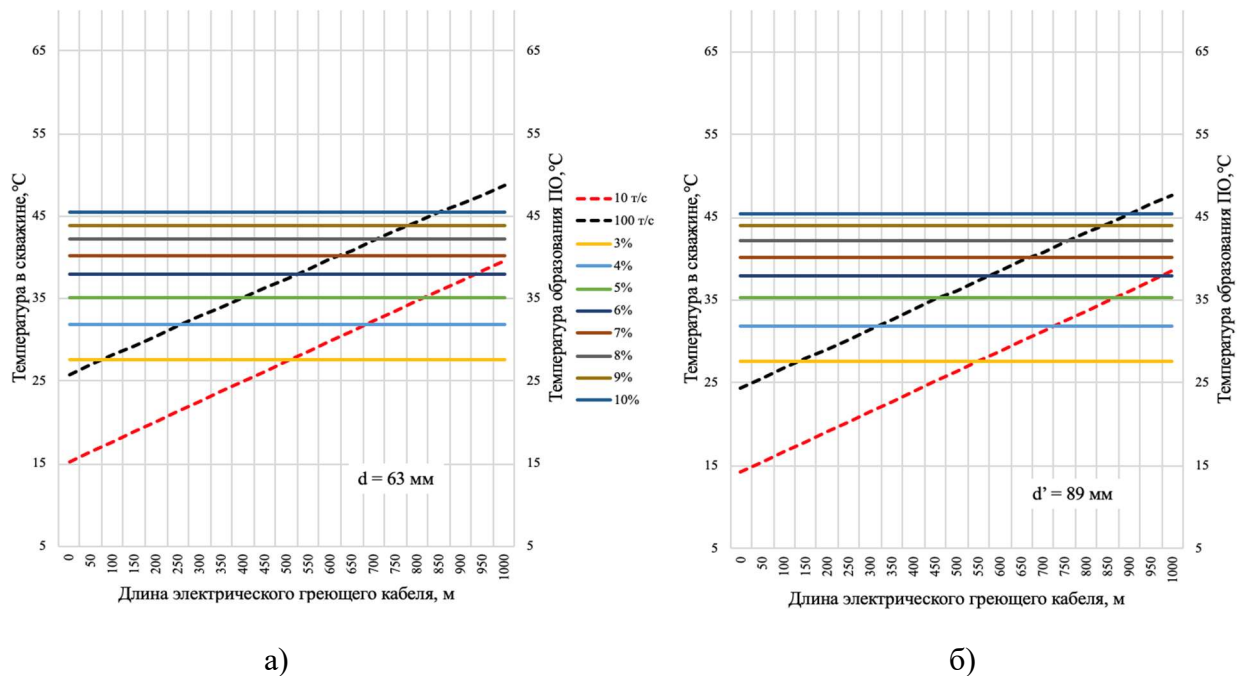


Рисунок 2.7 – Зависимость длины греющего кабеля от диаметра скважины:

а) $d = 63$ мм; $H = 2700$ м; $z = 0,1$;

б) $d = 89$ мм; $H = 1350$ м; $z = 0,1$

Данное значение внутреннего диаметра НКТ задано с учетом анализа возможных параметров НКТ, которые могут быть применены для добычи

нефти [59]. Исследование изменения температуры нефти при движении по НКТ нефтяной скважины от забоя к устью оценивалось на участке 1000 м.

Из рисунков 2.7а и 2.7б видно, что в случае, когда диаметр $d'=1,41d$, длина электрического греющего кабеля увеличивается на 7%: $L_K'=1,07L_K$. При увеличении диаметра НКТ водонефтяная смесь остывает быстрее по мере движения от забоя к устью скважины.

На рисунке 2.8 представлены зависимости длины электрического греющего кабеля L_K от температуры образования ПО t_0 и дебита скважины G для двух уровней обводненности водонефтяной смеси $z = 20\%$ и $z' = 80\%$.

При увеличении обводненности z с 20% до 80% длина электрического греющего кабеля увеличилась на 27%: $L_K'=1,27L_K$.

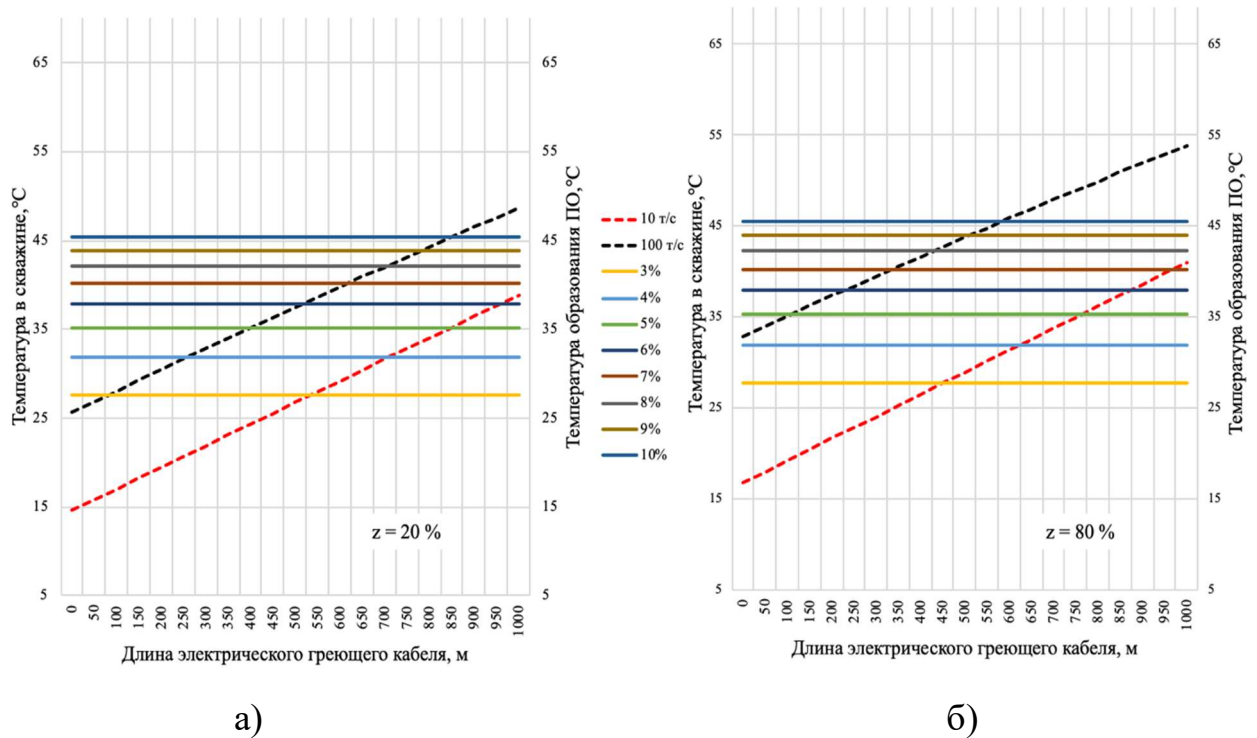


Рисунок 2.8 – Зависимость длины греющего кабеля от обводненности:

а) $d = 63$ мм; $H = 2700$ м; $z = 0,2$;

б) $d = 63$ мм; $H = 2700$ м; $z = 0,8$

2.3 Анализ необходимого количества электроэнергии для депарафинизации нефтяных скважин

Электротермический прогрев нефтяной скважины за счет применения электрического греющего кабеля, размещаемого непосредственно во внутреннем пространстве НКТ, позволяет осуществлять прогрев при фонтанном способе добычи нефти или механизированном способе с использованием ЭЦН на необходимой глубине.

При движении нефти по колонне НКТ от пласта к устью происходит ее охлаждение. Тепловая энергия рассеивается в горной породе, прилегающей к скважине. Количество энергии, необходимое для компенсации тепловых потерь рассчитывается исходя из уравнения теплового баланса по формуле 2.13:

$$Q = Q_k + Q_n, \quad (2.13)$$

где Q_k – энергия, необходимая для повышения начальной температуры выше температуры образования парафиновых отложений, Дж [23];

Q_n – энергия, необходимая для компенсации дополнительных тепловых потерь, Дж [18].

При расчетах вводятся следующие допущения:

- температурное поле по горизонтальному срезу принято равномерным;
- наличие электрического греющего кабеля в НКТ скважины не сказывается на параметрах потока (скорость и давление нефти остаются постоянными);
- при образовании ПО теплопроводность стенки не меняется.

Расчет количества энергии для повышения начальной температуры выше температуры образования ПО производится по формуле 2.14 [23]:

$$Q_k = c \cdot m \cdot \Delta T = c \cdot m \cdot (t_0 - t(x)), \quad (2.14)$$

где c – удельная теплоемкость водонефтяной смеси, Дж/(кг·°С);

m – массовый расход нефти, кг/с;

ΔT – разница температуры образования ПО и температуры нефти, °С

t_0 – расчетная температура образования ПО, °С;

$t(x)$ – температура нефти на устье скважины при $x = H$, °С.

Масса столба водонефтяной смеси в НКТ нефтяной скважины определяется по формуле 2.15:

$$m = V \cdot \rho_{\text{пр}}, \quad (2.15)$$

где m – масса столба водонефтяной смеси в НКТ, кг;

V – объём, занимаемый водонефтяной смесью, м³;

$\rho_{\text{пр}}$ – плотность водонефтяной смеси, кг/м³.

Плотность водонефтяной смеси в НКТ определяется по формуле 2.16:

$$\rho_{\text{пр}} = \rho_{\text{н}} \cdot (1 - z/100) + \rho_{\text{в}} \cdot z/100; \quad (2.16)$$

$$\rho_{\text{пр}} = 895 \cdot 0,9 + 1050 \cdot 0,1 = 910,5 \text{ кг/м}^3,$$

где $\rho_{\text{пр}}$ – плотность водонефтяной смеси, кг/м³;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность пластовой нефти, кг/м³;

$\rho_{\text{в}}$ – плотность пластовой воды, кг/м³.

Объём, занимаемый водонефтяной смесью в НКТ нефтяной скважины, определяется по формуле 2.17:

$$V = \frac{\pi \cdot d^2 \cdot h}{4}, \quad (2.17)$$

где V – объём, занимаемый водонефтяной смесью, м³;

d – внутренний диаметр НКТ нефтяной скважины, м;

h – высота столба прогреваемой водонефтяной смеси в НКТ, м.

Для обеспечения процесса депарафинизации нефтяных скважин необходимо обеспечить компенсацию тепловых потерь по длине столба водонефтяной смеси в НКТ от начальной точки кристаллизации парафина до устья скважины. В результате предыдущих расчётов было установлено, что начальная температура кристаллизации парафинов составляет 35,22 °С, на глубине 490 м. Таким образом, для предотвращения выпадения ПО в стволе нефтяной скважины необходимо осуществить нагрев водонефтяной смеси в интервале от глубины 490 м до устья скважины посредством электрического греющего кабеля для чего необходимо затратить $Q_{\text{к}} = 10,02$ кВт·ч.

С учетом возможных дополнительных тепловых потерь мощность резистивного кабеля предлагается увеличить на 30% [86]. Таким образом, боковые конструктивные тепловые потери снаружи нефтяной скважины при заданных условиях определяются по формуле 2.18:

$$Q_{\text{п}} = 0,3 \cdot Q_{\text{к}} = 3 \text{ кВт}\cdot\text{ч}. \quad (2.18)$$

Количество потребляемой электроэнергии греющим кабелем, которое необходимо для прогрева скважины с учетом постоянного нагрева в течение суток, определяется по формуле 2.19:

$$W = 24 \cdot (Q_{\text{к}} + Q_{\text{п}}) = 24 \cdot 13,02 = 312,48 \text{ кВт}\cdot\text{ч} \approx 313 \text{ кВт}\cdot\text{ч} \quad (2.19)$$

где W – потребляемая электроэнергия греющим кабелем в течение суток для депарафинизации нефтяной скважины, кВт·ч/сут.

На основании формул 2.2–2.10 определено распределение температуры нефти в НКТ нефтяной скважине при использовании греющего кабеля. На рисунке 2.9 представлены результаты математического моделирования области депарафинизации нефтяной скважины электрическим греющим кабелем постоянного сопротивления для исследуемых параметров нефтяной скважины.

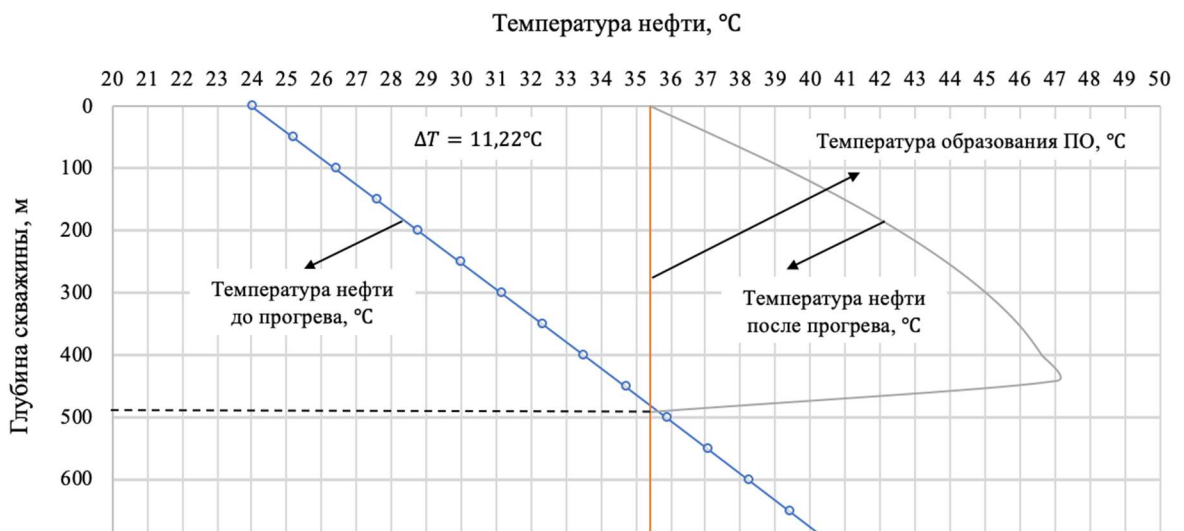


Рисунок 2.9 – Область депарафинизации нефтяной скважины:

$$d = 63 \text{ мм}; H = 2700 \text{ м}; G = 50 \text{ т/сут}; z = 0,1; C_p = 5\%, t_0 = 35,22^\circ\text{С}$$

По результатам расчетов получена зависимость удельной расчетной мощности электрического греющего кабеля для депарафинизации нефтяных скважин в зависимости от дебита скважины и концентрации ПО в нефти.

В таблице 2.4 приведены значения удельной мощности электрического греющего кабеля при концентрации ПО в нефти $C_p = 5\%$.

Таблица 2.4 – Удельная мощность электрического греющего кабеля для исследуемой нефти

Дебит скважины, т/с	Температура на устье, °С	Температура образования ПО, °С	ΔT , °С	Удельная мощность электрического греющего кабеля, Вт/м
10	15,8	35,22	19,4	35,4
20	18,9		16,3	29,6
30	21,1		14,1	25,6
40	22,8		12,5	22,7
50	24,0		11,3	20,5
60	24,9		10,3	18,8
70	25,7		9,6	17,4
80	26,3		9	16,3
90	26,8		8,4	15,4
100	27,2		8	14,6

На рисунке 2.10 представлены результаты математического моделирования зависимости удельной мощности электрического греющего кабеля от дебита скважины для различных концентраций ПО в нефти.

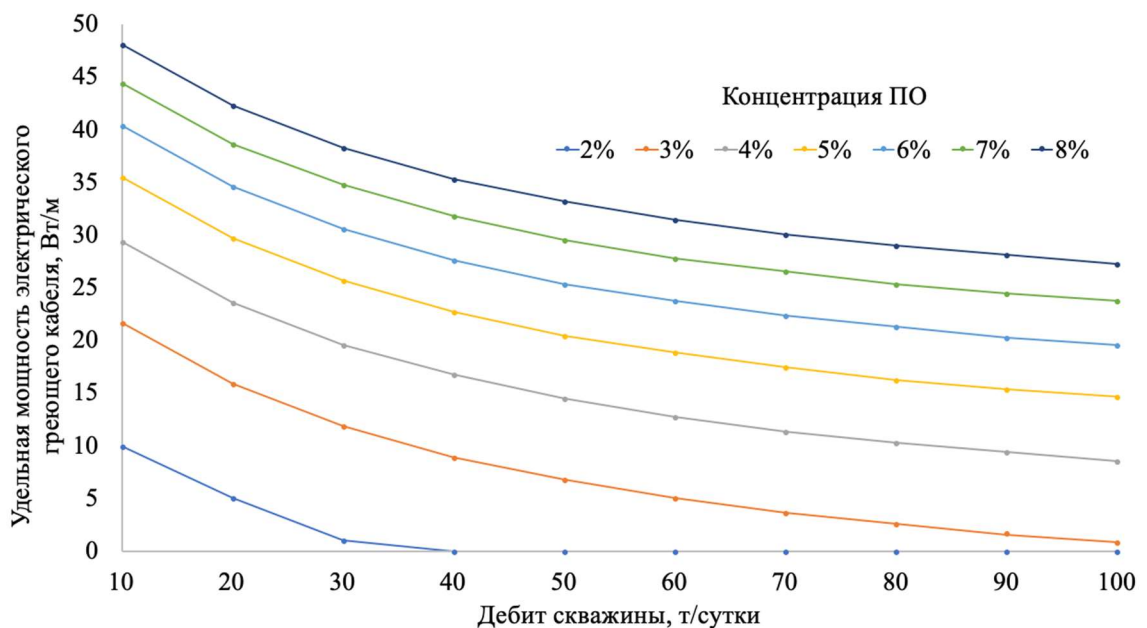


Рисунок 2.10 – Зависимость удельной мощности кабеля от дебита скважины и концентрации ПО

Из рисунка 2.10 видно, что при $C_p < 1,3\%$ применение автономного ЭТК с ФЭУ для депарафинизации нефтяных скважин не требуется. При концентрации ПО $1,3\% < C_p < 2\%$ комплекс может применяться при глубине скважины более 1500 м и дебите менее 20 т/с в условиях малой обводненности. Глубина кабеля в этих условиях составит от 120 до 250 м. При концентрации ПО $1,3\% < C_p < 15\%$ рекомендуется использование ЭТК с ФЭУ.

Установленная мощность кабеля прямо пропорциональна потреблению электроэнергии электрическим греющим кабелем. В работе определена степень влияния следующих свойств нефти и характеристик эксплуатации скважин на потребление электроэнергии кабелем W : коэффициент обводненности продукции (изменение W до 60%, степень корреляции Пирсона $R = 0,99$), концентрация серы и асфальтенов (степень корреляции Пирсона $R = 0,02$), удельная теплоемкость пластовой нефти и воды (изменение W до 60%, степень корреляции Пирсона $R = 0,99$), а также параметров скважины: диаметр НКТ (изменение W до 15%, степень корреляции Пирсона $R = 0,97$), длина ствола скважины (изменение W до 60%, степень корреляции Пирсона $R = 0,98$), угол наклона скважины (изменение W до 2%, степень корреляции Пирсона $R = 0,99$), коэффициента теплопередачи между НКТ и обсадной колонной в зависимости от флюида (вода, нефть, воздух) расположенного в кольцевом пространстве между НКТ и стенкой эксплуатационной колонны (изменение W до 30%, степень корреляции Пирсона $R = 0,99$).

На основе факторного анализа были выявлены основные параметры, которые оказывают наиболее сильное влияние на изменение параметров (потребляемая электроэнергия, длина) электрического греющего кабеля и могут изменяться в ходе эксплуатации.

На рисунках 2.11а-г представлены зависимости потребляемой энергии от выбранных параметров в относительных единицах. За базисное значение потребляемой электроэнергии (ось y) принято рассчитанное по формуле 2.19

количество электроэнергии $W = 313$ кВт·ч/сут. Отклонение потребляемой электроэнергии рассчитывается по формуле 2.20:

$$\Delta W = \frac{W}{313}. \quad (2.20)$$

На рисунке 2.11а приведена зависимость потребления электроэнергии от коэффициента теплопередачи между скважинной продукцией и горной породой в зависимости от флюида, где в кольцевом зазоре: 1 – воздух, 2 – нефть, 3 – вода. В расчетах принимается, что в затрубном пространстве НКТ находится воздух. Однако, вещество в зависимости от динамического уровня нефти может изменяться, приводя к изменению коэффициента теплопередачи между НКТ и обсадной колонной. За базисное значение (ось x) принят коэффициент теплопередачи, равный $k = 14,7$ Вт/м² · °С. Отклонение коэффициента теплопередачи рассчитывается по формуле 2.21:

$$\Delta k = \frac{k}{14,7}. \quad (2.21)$$

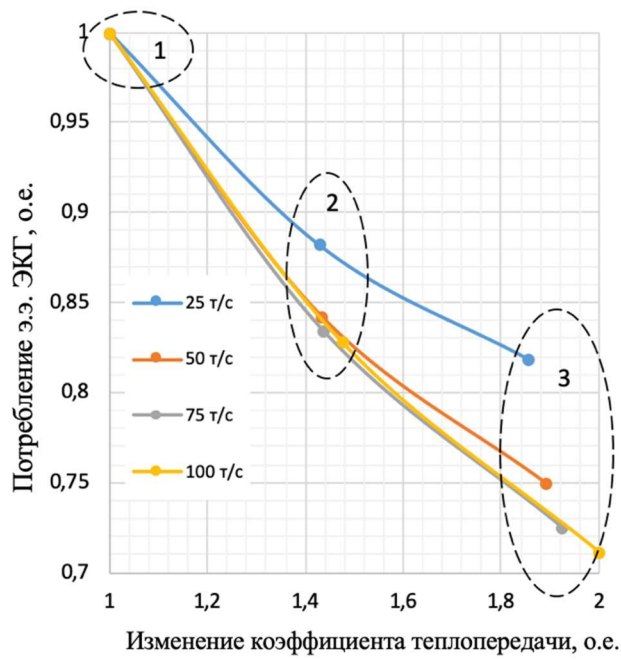
На рисунке 2.11б (ось x) обводненность представлена в процентах от 0 до 90%. На рисунке 2.11в (ось x) за базисное значение принят глубина скважины в соответствии с исходными данными, равная $H = 2700$ м. Отклонение глубины скважины рассчитывается по формуле 2.22:

$$\Delta H = \frac{H}{2700}. \quad (2.22)$$

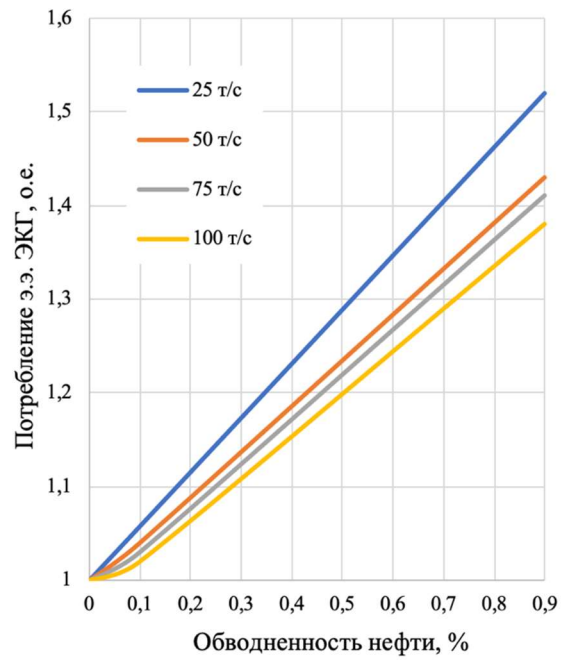
На рисунке 2.11г (ось x) за базисное значение принят диаметр НКТ в соответствии с исходными данными, равный $d=63$ мм. Отклонение диаметра НКТ нефтяной скважины рассчитывается по формуле 2.23:

$$\Delta d = \frac{d}{63}. \quad (2.23)$$

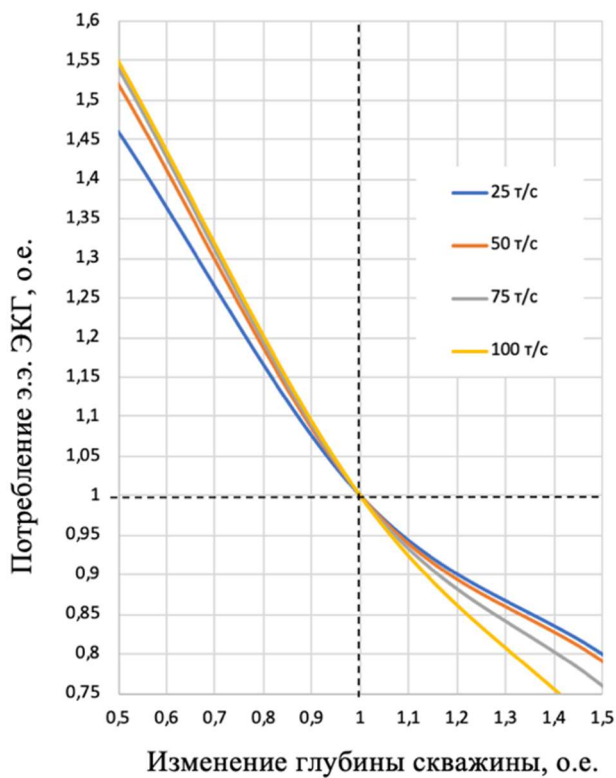
Таким образом, определена степень влияния физико-химических свойств нефти и характеристик эксплуатации нефтяной скважины на необходимое количество электроэнергии для электротермического прогрева для предотвращения образования парафиновых отложений. Полученные результаты необходимо учитывать при выборе номинальной мощности ФЭУ в составе ЭТК.



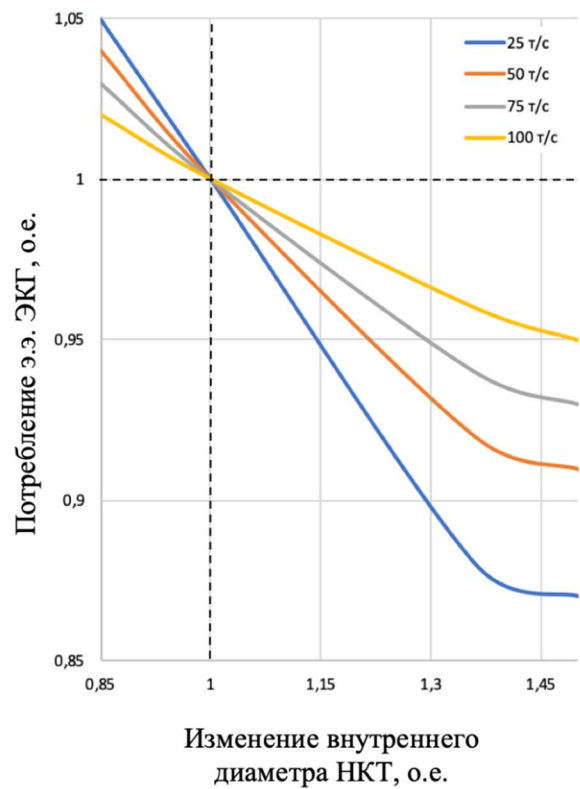
а)



б)



в)



г)

Рисунок 2.11 – Зависимость потребляемой электроэнергии греющим кабелем от: а) коэффициента теплопередачи между НКТ и обсадной колонной в зависимости от флюида; б) обводненности нефти; в) глубины скважины; г) диаметра НКТ нефтяной скважины

2.4 Математическое моделирование стохастического изменения солнечного излучения с учетом облачности

Для обоснования выбора номинальной мощности ФЭУ проведено математическое моделирование изменения солнечного излучения для нефтяного месторождения Астраханской области (координаты 47° с. ш., 41° в. д.). Математическое моделирование изменения суммарного солнечного излучения на основании формул 1.7–1.18 при ясном (безоблачном) небе в программной среде Matlab Simulink включает в себя:

I. Формирование 8 основных функциональных блоков для решения системы уравнений: 1 – ввод данных местоположения объекта 2, 3 – расчет коэффициента времени и уравнения времени, 4 – расчет солнечного времени восхода (захода) Солнца, 5 – расчет часового угла, 6 – расчет угла склонения солнца, 7 – расчет мгновенного угла падения солнечных лучей $\text{Cos}\Theta$ на наклонную поверхность ФЭП; 8 – расчет длины светового дня.

В расчетах угол наклона ФЭП принимается 30° в соответствии с существующими рекомендациями по выбору угла наклона ФЭП для максимальной выработки электроэнергии в течение года (широта местности минус 15°).

На рисунке 2.12 приведены зависимости $\text{Cos}\Theta$ от времени. Математическое моделирование представлено для характерных дней солнцестояния.

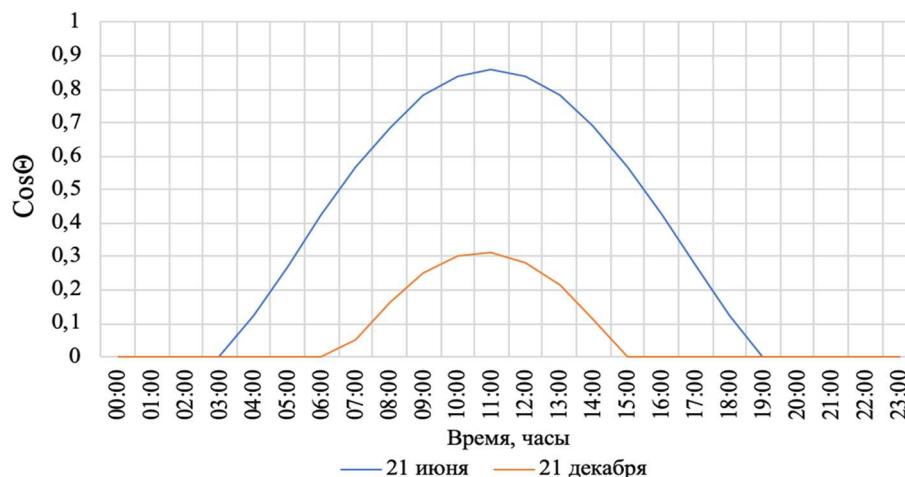


Рисунок 2.12 – Длительность мгновенного угла падения солнечных лучей $\text{Cos}\Theta$

Движение солнца по небосводу определялось по формуле 1.16. Солнечного времени восхода и захода ($\sin \omega$) представлено на рисунке 2.13.

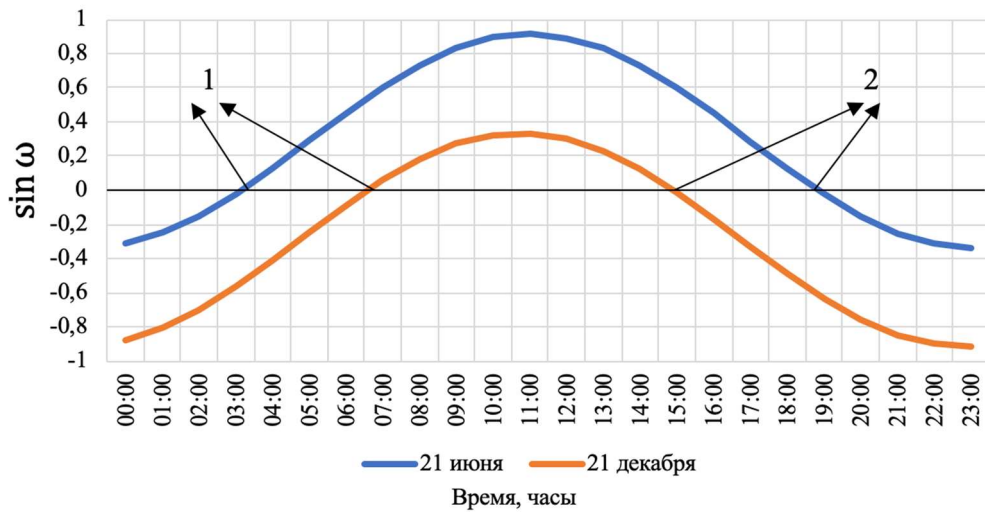


Рисунок 2.13 – Длительность солнечного дня: 1 – восход; 2 – заход

II. Расчет коэффициента поправки $K_{в.м.}$ по формуле 1.13. На рисунке 2.14 представлена зависимость положения Солнца от времени суток. Расчет суммарного (прямого, рассеянного, отраженного) солнечного излучения на произвольно ориентированную поверхность при чистой (безоблачной) атмосфере.

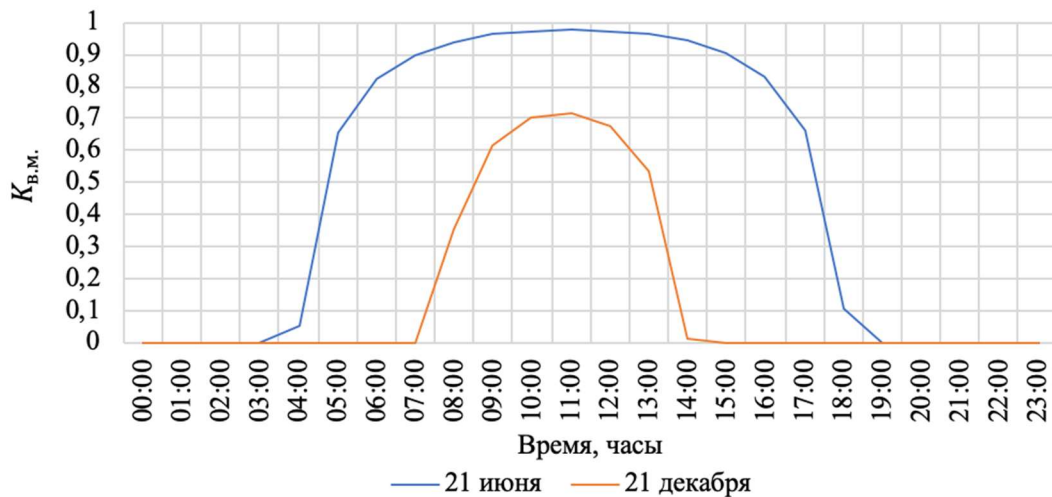


Рисунок 2.14 – Коэффициент поправки на воздушную массу

На рисунке 2.15 приведены результаты расчета коэффициента рассеивания на основе эмпирических данных NASA для расчета рассеянного солнечного излучения.

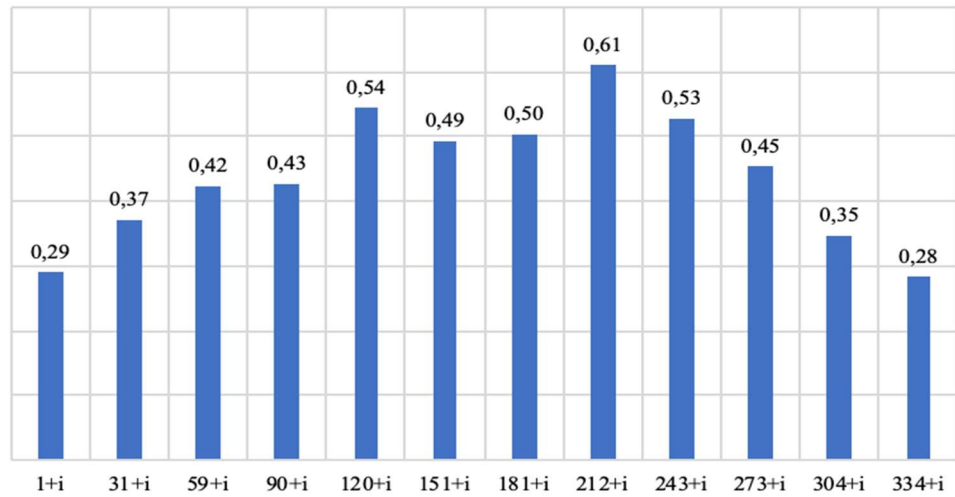


Рисунок 2.15 – Коэффициент рассеивания для i -го дня в месяце

На рисунках 2.16–2.17 приведены результаты математического моделирования зависимости солнечного излучения от времени суток.

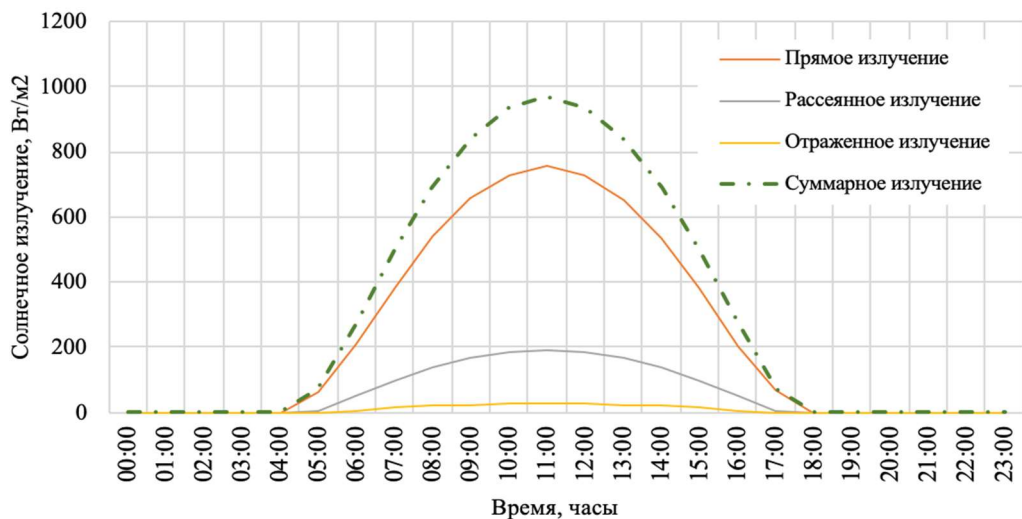


Рисунок 2.16 – Изменение прихода солнечного излучения в течение суток 21 июня

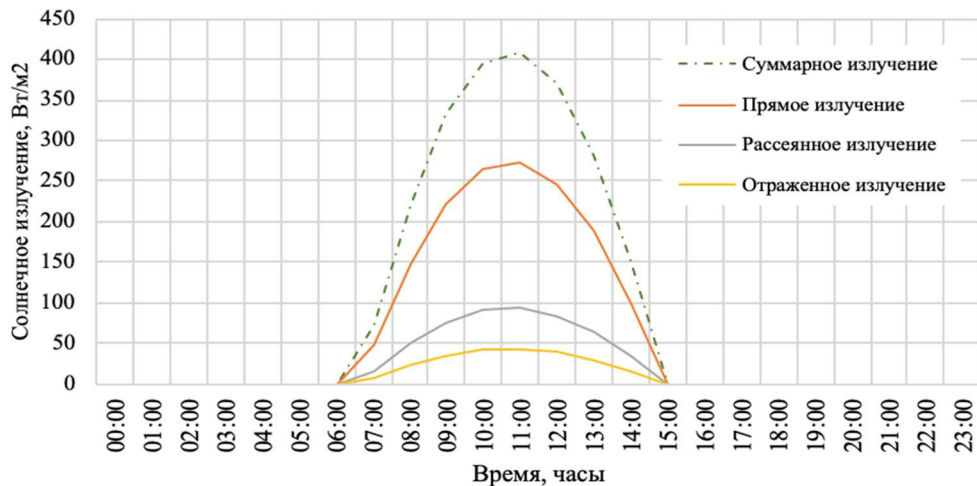


Рисунок 2.17 – Изменение прихода солнечного излучения в течение суток 21 декабря

По результатам математического моделирования получены результаты почасового изменения солнечного излучения в течение года (8760 точек). Фрагмент математического моделирования изменения солнечного излучения в Matlab для 10 дней в течение года (с 270-го дня в году по 280-ый день) представлен на рисунке 2.18. Для наглядной интерпретации результатов математического моделирования на рисунке 2.19 представлена годовое суммарное солнечное излучение при ясном небе.

Графики изменения солнечного излучения на рисунках 2.16-2.19 описывают теоретическое изменение солнечного излучения в условиях ясного неба на произвольно ориентированную поверхность ФЭП. Недостатком данного метода является отсутствие учета влияния климатических изменений и стохастического характера прихода солнечного излучения.

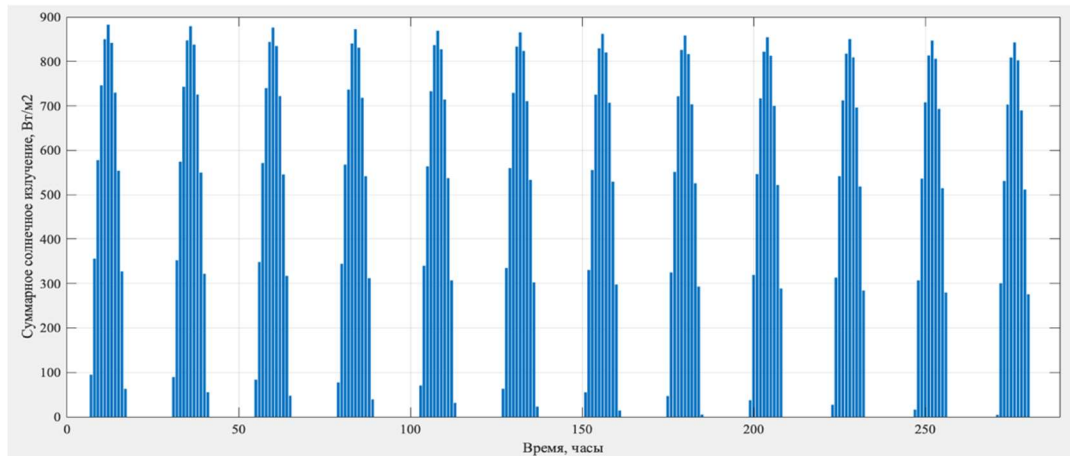


Рисунок 2.18 – Моделирование изменения солнечного излучения для 10 дней в течение года (с 270-го дня в году по 280-ый день)

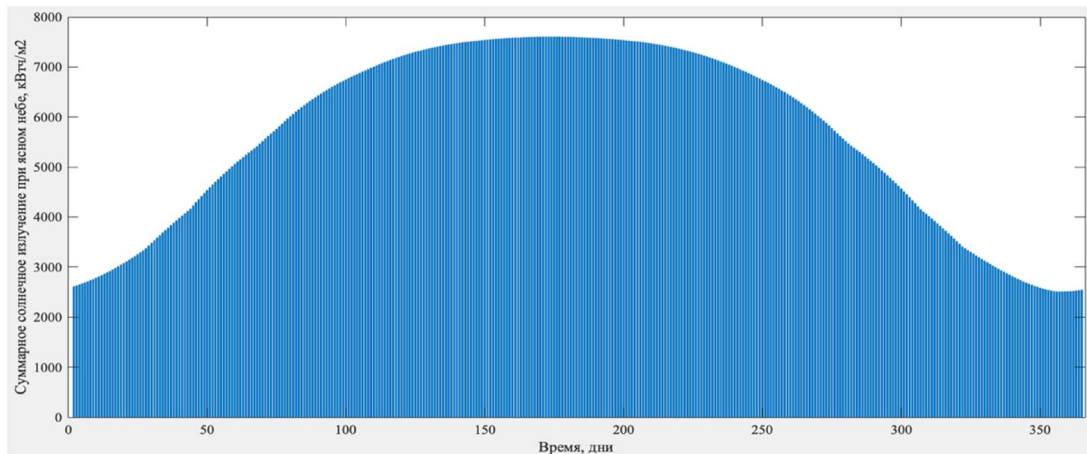


Рисунок 2.19 – Годовой график суточного изменения солнечного излучения для нефтяного месторождения на территории Астраханской области

Облачность – основное атмосферное явление, определяющее количество солнечной радиации, достигающей поверхности Земли. На сегодняшний день существуют различные методики учета солнечного излучения с учетом облачности. Для прогнозирования стохастического почасового изменения солнечной радиации с учетом погодных условий в математической модели использовался коэффициент облачности от 0 до 1 в период с 01.01.2015 по 31.12.2022, где 0 – отсутствие облаков, а 1 – сплошная облачность [71, 64, 102]. Поскольку разрабатываемый ЭТК с ФЭУ обеспечивает квазипериодический прогрев водонефтяной смеси, это позволяет не учитывать свойства слоистообразной облачности и влияние единичных облаков.

Исходные данные об облачности, отобранные для наихудшего года, представлены на рисунке 2.20 [108, 121].

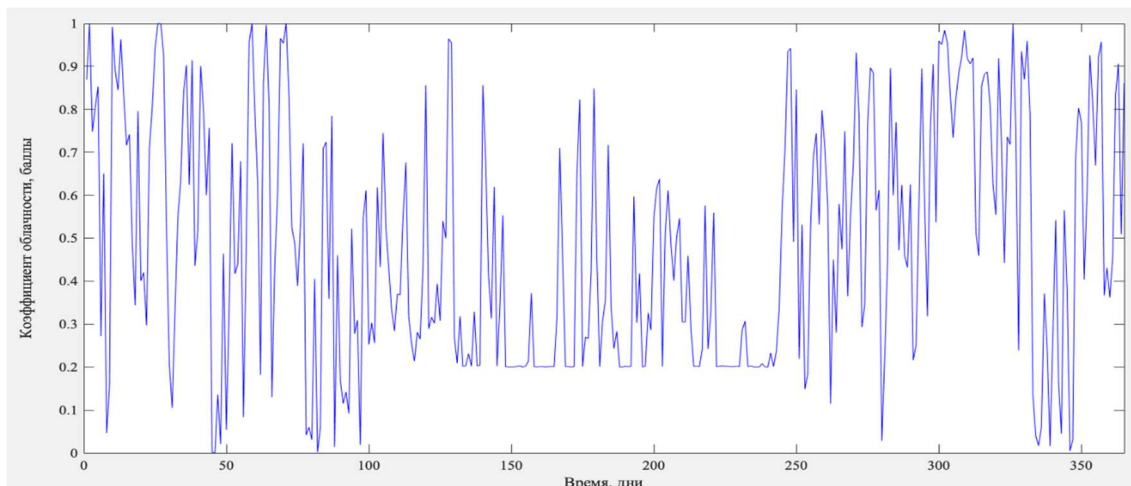


Рисунок 2.20 – Исходные данные по облачности БД NASA

В предыдущих исследованиях солнечное излучение с учетом облачности определялось по эмпирической формуле 2.24 [64, 51]:

$$I_{\text{обл}} = \Sigma I \cdot (1 - 0,038 (1 + K_{\text{обл}}) K_{\text{обл}}), \quad (2.24)$$

где $I_{\text{обл}}$ – суммарное солнечное излучение с учетом облачности, Вт/м²;

ΣI – суммарное солнечное излучение в условиях чистого неба, рассчитываемое по формулам 1.7–1.18, Вт/м²;

$K_{\text{обл}}$ – коэффициент облачности.

Формула 2.24 была получена эмпирическим путем для широт 0–60 ° с.ш. согласно методике Берлянда Т.Г. на основании сравнения действительного солнечного излучения и расчетного [64].

Помимо данной методики, также методика Блэка Д. в виде эмпирической формулы расчета солнечного излучения с учетом облачности по формуле 2.25:

$$I_{\text{обл}} = \Sigma I \cdot (0,80 - 0,34K_{\text{обл}} - 0,46K_{\text{обл}}^2). \quad (2.25)$$

В работе проведена оценка изменения солнечного излучения с учетом облачности по представленным методикам. На рисунке 2.21 представлены результаты моделирования солнечного излучения при ясном небе на горизонтальную поверхность ФЭП, суммарного солнечного излучения с учетом облачности по методике Берлянда Т.Г., суммарного солнечного излучения с учетом облачности по методике Блэка Д., действительного солнечного излучения, полученного с БД NASA на горизонтальную поверхность ФЭП.

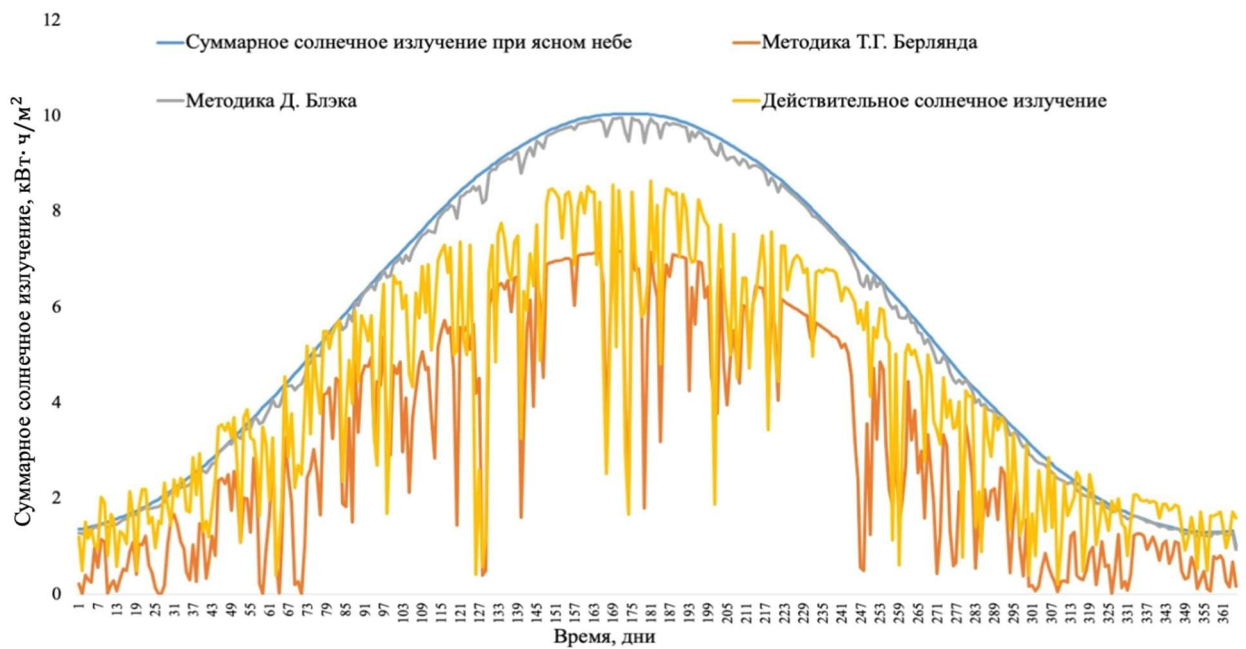


Рисунок 2.21 – Изменение солнечного излучения с учетом облачности (методика Т.Г. Берлянда, методика Д. Блэка)

Из рисунка 2.20 видно, что методика Блэка Д. практически не учитывает влияние облачности для исследуемой географической точки и повторяет график суммарного солнечного излучения при ясном небе. Отклонение расчетного солнечного излучения с учетом облачности от действительного солнечного

излучения составляет $\Delta I = 31\%$. Таким образом, данная методика дает некорректные результаты для исследуемой географической точки, что снижает точность проводимых исследований.

Расчет солнечного излучения по методике Т.Г. Берлянда показывает лучшие результаты по сравнению с методикой Д. Блэка: отклонение от действительного солнечного излучения составляет $\Delta I = -26\%$. Однако отрицательное значение отклонения гласит о существенном занижении значений рассчитанного суммарного солнечного излучения с учетом облачности.

В работе предлагается получить эмпирическую формулу учета солнечного излучения для конкретной географической точки. В общем случае, отношение действительного солнечного излучения к расчетному солнечному излучению при ясном небе $\frac{E}{\Sigma I}$ и коэффициента облачности $K_{обл}$ рассчитывается по формуле 2.26 [102]:

$$E = \Sigma I \left(1 - \alpha K_{обл}^{\beta} \right), \quad (2.26)$$

где E – действительное солнечное излучение Вт/м²;

α, β – константы, полученные из регрессионного соотношения.

Для моделирования стохастического изменения солнечного излучения адаптировано соотношение регрессии к местонахождению ФЭУ в форме полиномиального кубического уравнения для оценки влияния коэффициента облачности. Зависимость между коэффициентом облачности $K_{обл}$ и отношением действительного солнечного излучения E к расчётному ΣI представлена на рисунке 2.22, где точки представляют собой значения $1 - \frac{E}{\Sigma I}$, а пунктирная линия представляет собой регрессию $1 - \frac{E}{\Sigma I}$ на $K_{обл}$.

Используя уравнение (2.26), разработано регрессионное соотношение, принимающее форму полиномиального кубического уравнения, для оценки влияния коэффициента облачности, которое задается как формула 2.27:

$$E = \Sigma I \left(1 - 0,6802 K_{обл}^3 + 0,4614 K_{обл}^2 - 0,0997 K_{обл} - 0,0947 \right), \quad (2.27)$$

где ΣI – суммарное глобальное солнечное излучение при ясном небе, Вт/м².

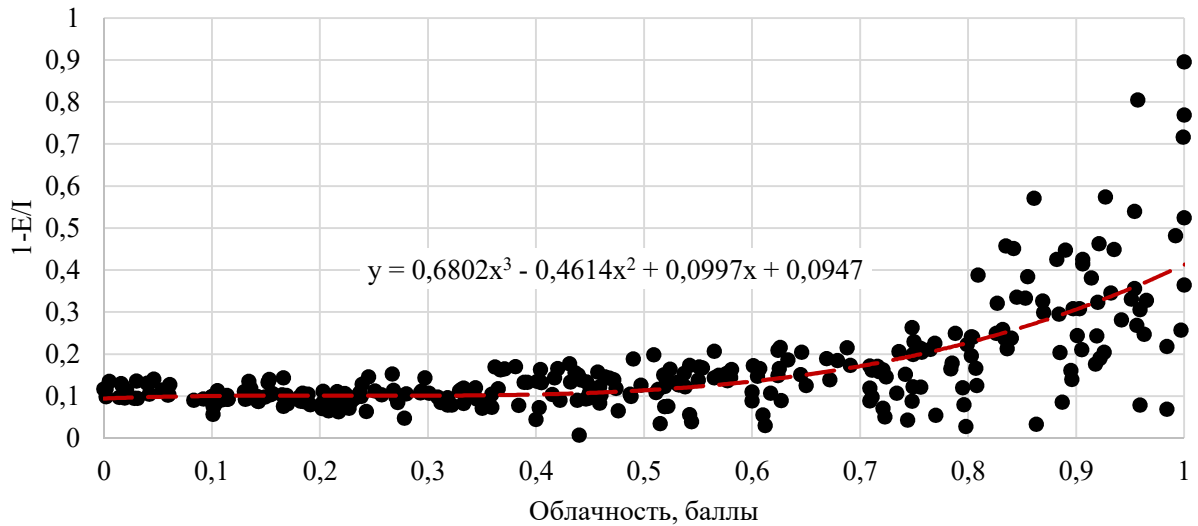


Рисунок 2.22 – Регрессионное соотношение действительного солнечного излучения к расчетному солнечному излучению при ясном небе и коэффициента облачности

На рисунке 2.23 представлено стохастическое изменение солнечного излучения в течение недели с 320-го по 327-й день в году с учетом облачности. Шаг дискретизации принимается равный 1 часу для удобства последующих расчетов, поскольку данные по действительному солнечному излучению в существующих БД с тем же периодом осреднения.

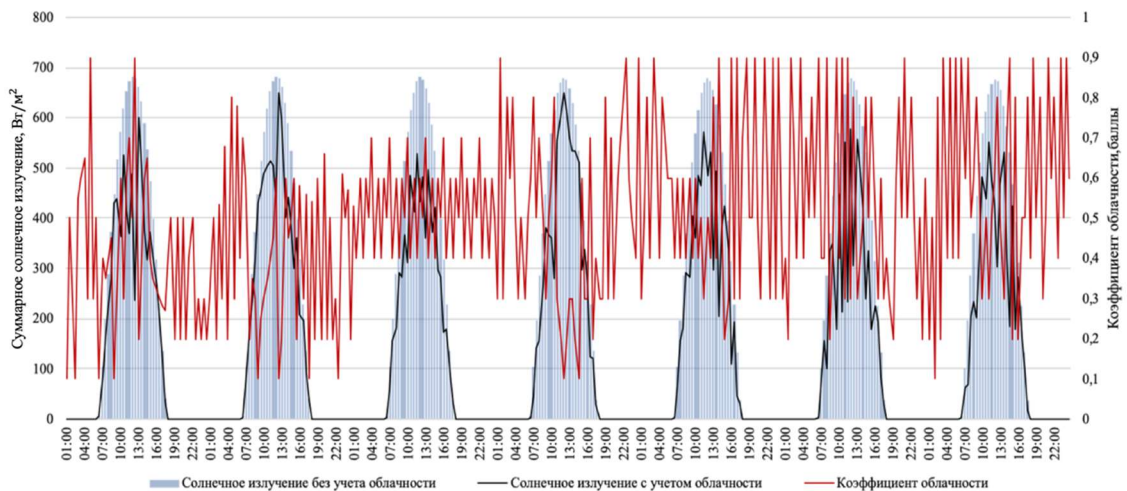


Рисунок 2.23 – Результаты моделирования стохастического изменения солнечного излучения в течение 7 дней

На рисунке 2.24 представлен результат годового математического моделирования стохастического изменения суммарного солнечного излучения с учетом облачности.

По результатам математического моделирования стохастического изменения солнечного излучения проведено сравнение полученных

результатов с суточными значениями суммарной солнечной радиации NASA на горизонтальную поверхность ФЭП в реальных климатических условиях для исследуемого местоположения с целью проверки адекватности математического моделирования.

Отклонение расчетного солнечного излучения с учетом облачности от действительных значений солнечного излучения не превышает 10%, коэффициент корреляции Пирсона для среднемесячных значений составил $R = 0,923$. Таким образом, математическая модель может быть использована для учета стохастического характера изменения солнечного излучения.

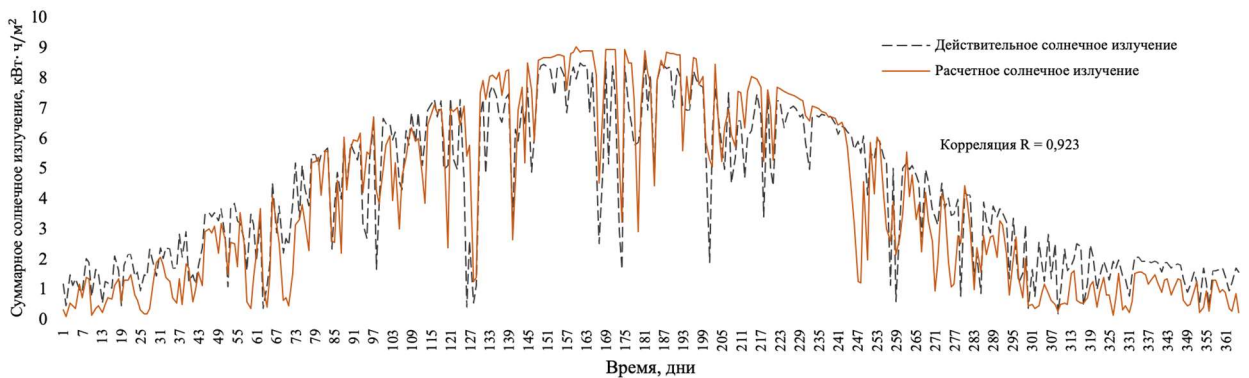


Рисунок 2.24 – Годовое стохастическое изменение солнечного излучения с учетом облачности

Выбранная методика позволяет определить изменение величины приходящего суммарного солнечного излучения на произвольно ориентированные поверхности ФЭП в любой географической точке размещения автономного ЭТК с ФЭУ, выполнить анализ эффективности конфигурации ФЭП, провести сравнительную оценку производительности ФЭУ по сезонам с учетом влияния облачности.

2.5 Аналитическое исследование параметров ФЭП

Для обоснования выбора ФЭУ в качестве источника электроснабжения ЭТК и проведения имитационного моделирования режимов работы ЭТК с ФЭУ было впервые проведено аналитическое исследование односторонних ФЭП российского производства мощностью от 100 до 400 Вт на основании разработанной БД [12, 62, 80, 67].

Целью исследования параметров существующих ФЭП является выявление наилучших и медианных значений различных номинальных (паспортных) параметров ФЭП.

Полученные результаты медианных параметров позволят проводить имитационное моделирование режимов работы ФЭУ без привязки к конкретным моделям и производителям с учетом обоснованных диапазонов вариации основных параметров ФЭП.

В качестве основных рассмотренных параметров при стандартных испытательных условиях (СИУ) (освещенность 1000 Вт/м², атмосферная масса AM1.5, температура модуля 25°C), выбраны следующие [80]:

- КПД η , %;
- температурный коэффициент максимальной мощности K_p , %/°C;
- температурный коэффициент напряжения холостого хода K_v , %/°C;
- температурный коэффициент тока короткого замыкания K_i , %/°C;
- напряжение в точке максимальной мощности V_{mp} , В;
- ток в точке максимальной мощности I_{mp} , А;
- напряжение холостого хода V_{oc} , В;
- ток короткого замыкания I_{sc} , А;
- удельная масса m_p , кг/кВт;
- удельная площадь s_p , м²/кВт.

Результаты исследования этих параметров ФЭП представлены в виде диаграмм (бокс-плотов), используемых в описательной статистике [98, 117]. Бокс-плоты показывают пятизначную сводку набора данных: минимальный балл, первый (нижний) квартиль, медиану, третий (верхний) квартиль и максимальный балл. Медиана отмечает среднюю точку данных и отображается линией, которая делит прямоугольник на две части. Если количество элементов в выборке нечетное, то медианой будет число в середине вариационного ряда, если количество элементов в выборке четное, то медианой будет среднее арифметическое двух центральных элементов вариационного ряда [105].

На рисунке 2.25 представлены диапазоны КПД η и температурного коэффициента мощности K_P в зависимости от типа ФЭП. Для корректности результатов сравнения исследование включает в себя анализ только односторонних ФЭП: 79 монокристаллических, 59 поликристаллических, 14 гетероструктурных, 5 тонкопленочных [12].

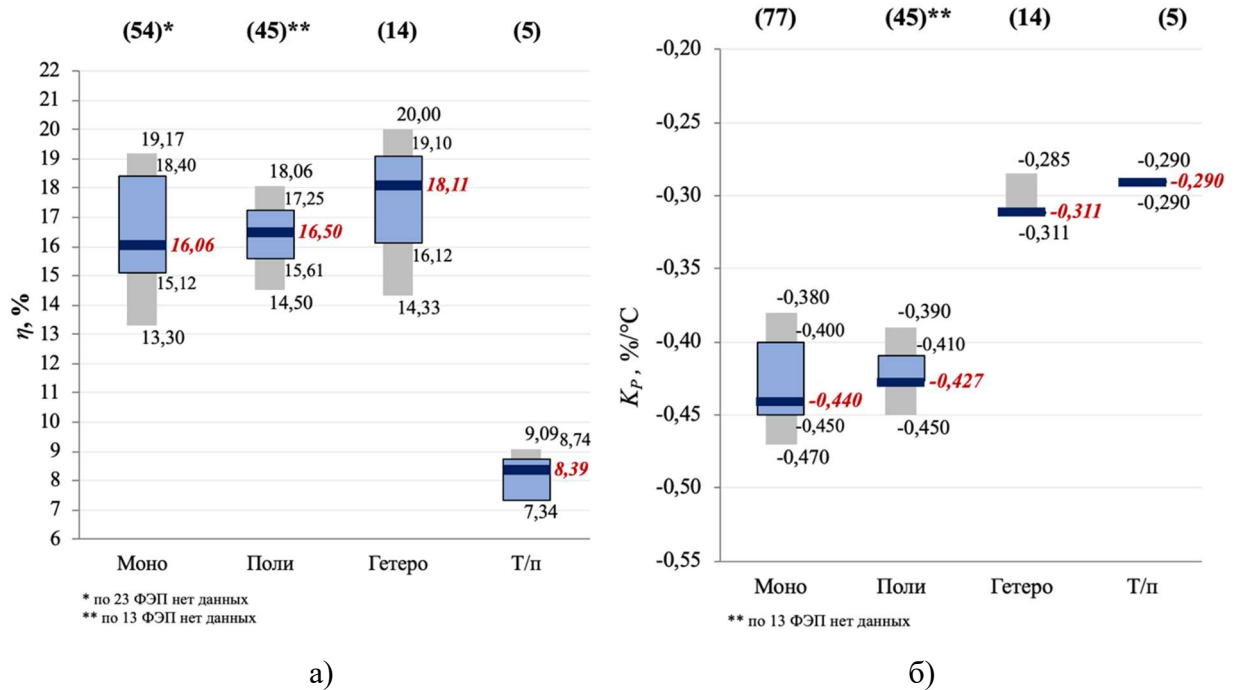


Рисунок 2.25 – Исследование параметров ФЭП в зависимости от типа: а) КПД η ; б) температурный коэффициент мощности K_P

Распределение температурного коэффициента напряжения холостого хода и тока короткого замыкания ФЭП представлены на рисунке 2.26.

Максимальный КПД из всех типов исследуемых ФЭП показывают гетероструктурные ФЭП [12]. Наименьший температурный коэффициент мощности наблюдается у гетероструктурных ФЭП $K_P = -0,306\%/^{\circ}\text{C}$. Такие ФЭП лучше сохраняют свою производительность при повышении температуры окружающего воздуха [17].

Параметр K_V описывает обратную зависимость напряжения х.х. ФЭП от рабочей температуры ФЭП. Наименьший температурный коэффициент напряжения х.х. наблюдается у гетероструктурных ФЭП $K_V = -0,249\%/^{\circ}\text{C}$.

Параметр K_I описывает прямую зависимость тока к.з. ФЭП от рабочей температуры ФЭП. Минимальный температурный коэффициент тока к.з. наблюдается у гетероструктурных ФЭП $K_I = 0,04\%/^{\circ}\text{C}$.

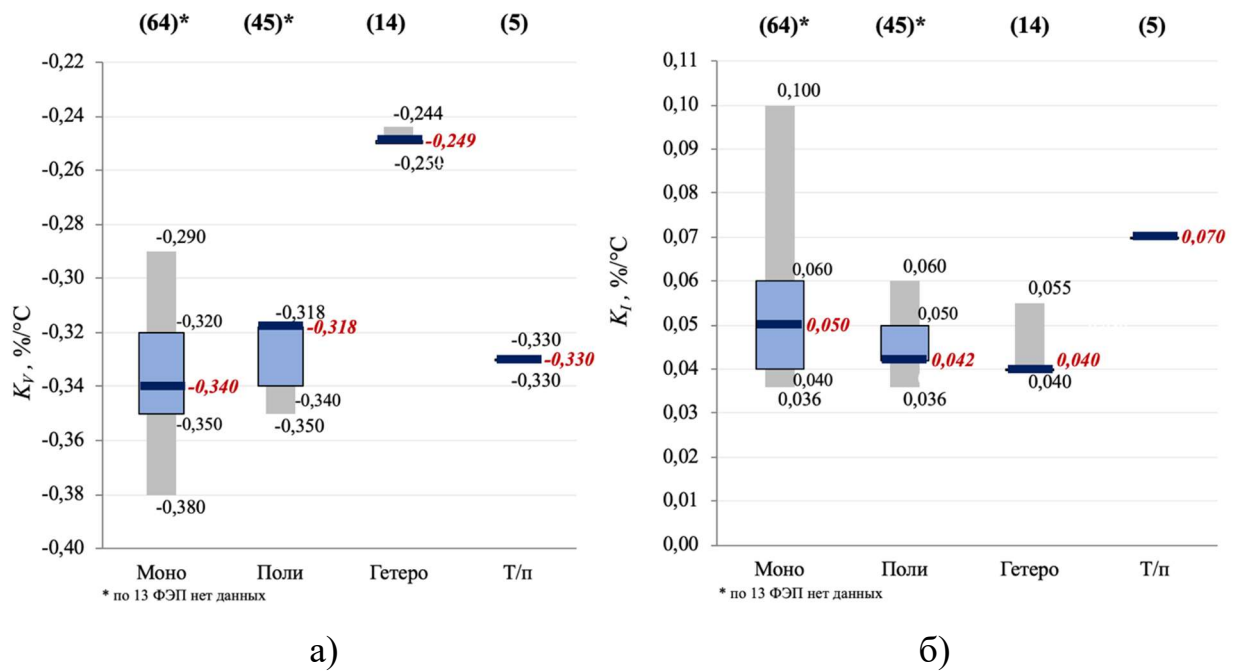


Рисунок 2.26 – Исследование параметров ФЭП в зависимости от типа:

а) температурный коэффициент напряжения х.х. K_V

б) температурный коэффициент тока к.з. K_I

На рисунке 2.27 представлены диапазоны значений данных эксплуатационных параметров в зависимости от типов ФЭП.

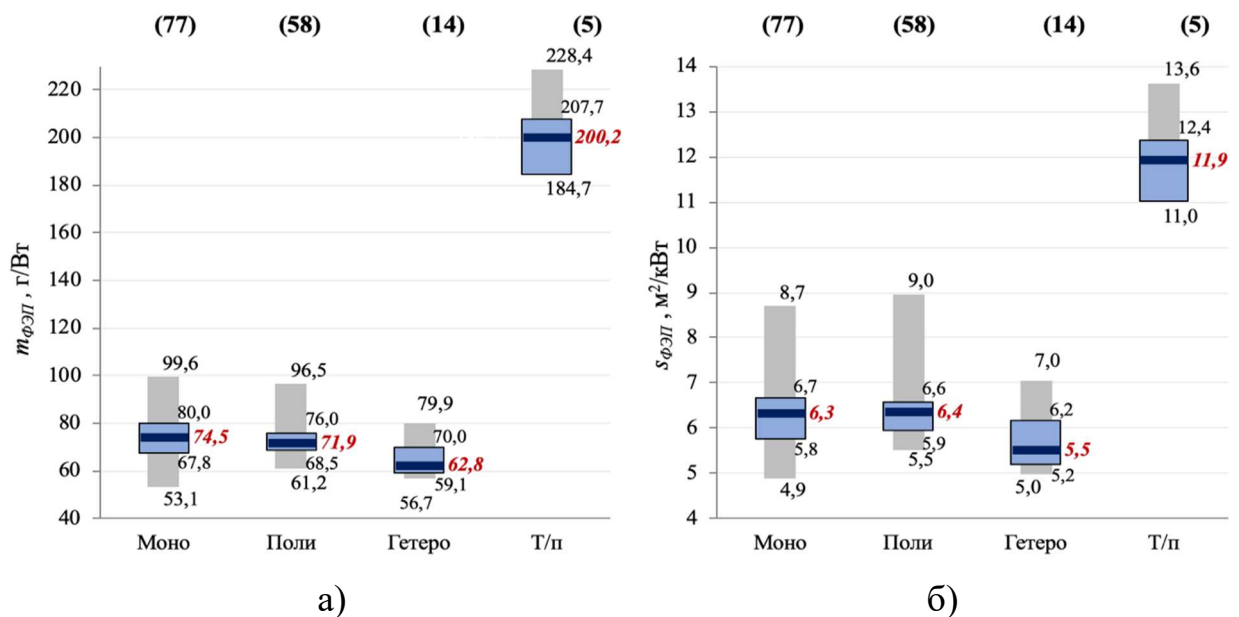


Рисунок 2.27 – Исследование параметров ФЭП в зависимости от типа: а) удельная масса m_p ; б) удельная площадь s_p

В ходе исследования были проанализированы удельные значения массы и площади ФЭП как одних из основных эксплуатационных параметров, которые учитываются при ТЭО внедрения ФЭУ.

Дополнительно в ходе исследования были оценены 5 параметров ФЭП, которые не учитываются при имитационном моделировании, но влияют на ТЭО и должны учитываться при разработке ЭТК с ФЭУ:

1. Нормальная рабочая температура ячейки $NOCT$, °C.

Параметр $NOCT$ – температура ФЭП в СИУ. Оптимальным $NOCT$ для ФЭП считается значение температуры в диапазоне 40–45°C, благодаря чему при нагреве теряется меньше мощности [99–101]. Лучшие ФЭП – те, у которых самый низкий $NOCT$. Диапазоны $NOCT$ в зависимости от типа PVP показаны на рисунке 2.28а.

2. Гарантированная мощность GP , %.

Параметр GP гарантирует, что ФЭП обеспечит заданную выработку в первый год эксплуатации. Диапазоны гарантированных мощностей в зависимости от типа ФЭП представлены на рисунке 2.28б.

3. Гарантированная мощность через 25 лет GP^{25} , %.

Параметр GP^{25} гарантирует, что ФЭП будет обеспечивать заданную выработку к 25 годам эксплуатации ЭТК с ФЭУ. Диапазоны гарантированных мощностей в зависимости от типа ФЭП представлены на рисунке 2.29а.

4. Срок эксплуатации.

Типичное снижение мощности ФЭП составляет 0,5–0,8% в год в течение срока эксплуатации. Диапазоны срока эксплуатации в зависимости от типа PVP показаны на рисунке 2.29б.

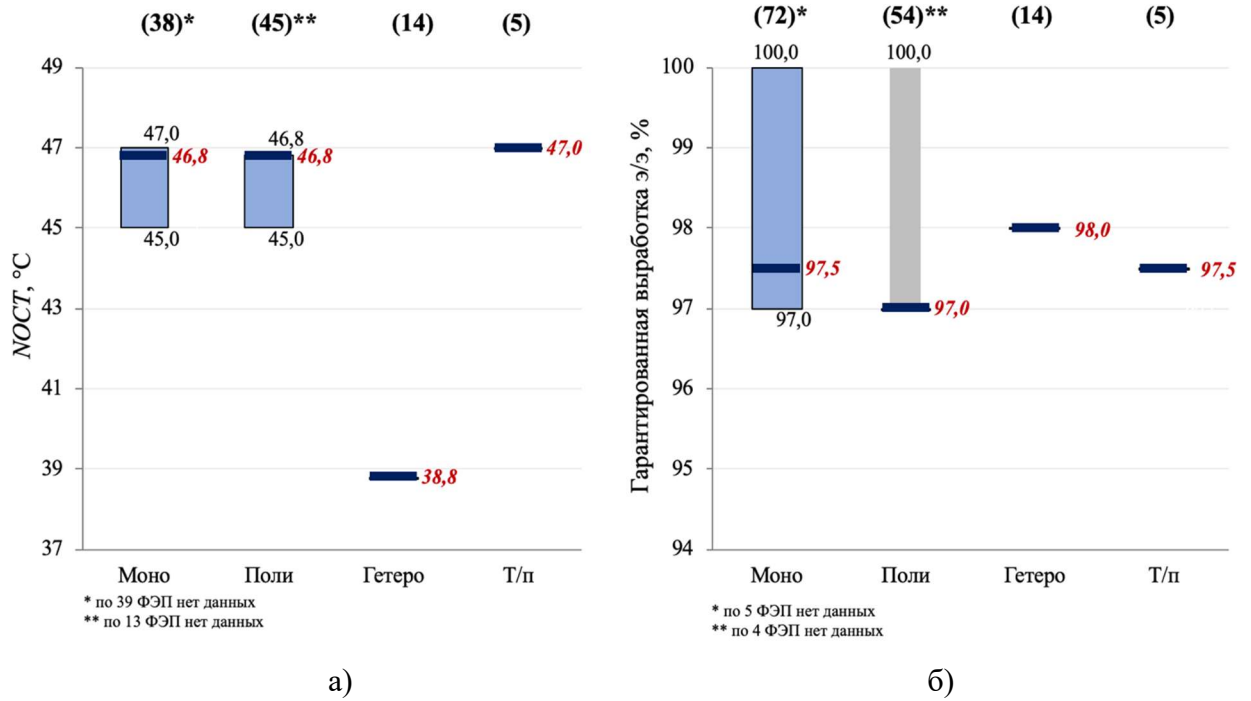


Рисунок 2.28 – Исследование параметров ФЭП в зависимости от типа: а) Нормальная рабочая температура ячейки $NOCT$; б) Гарантированная мощность GP ;

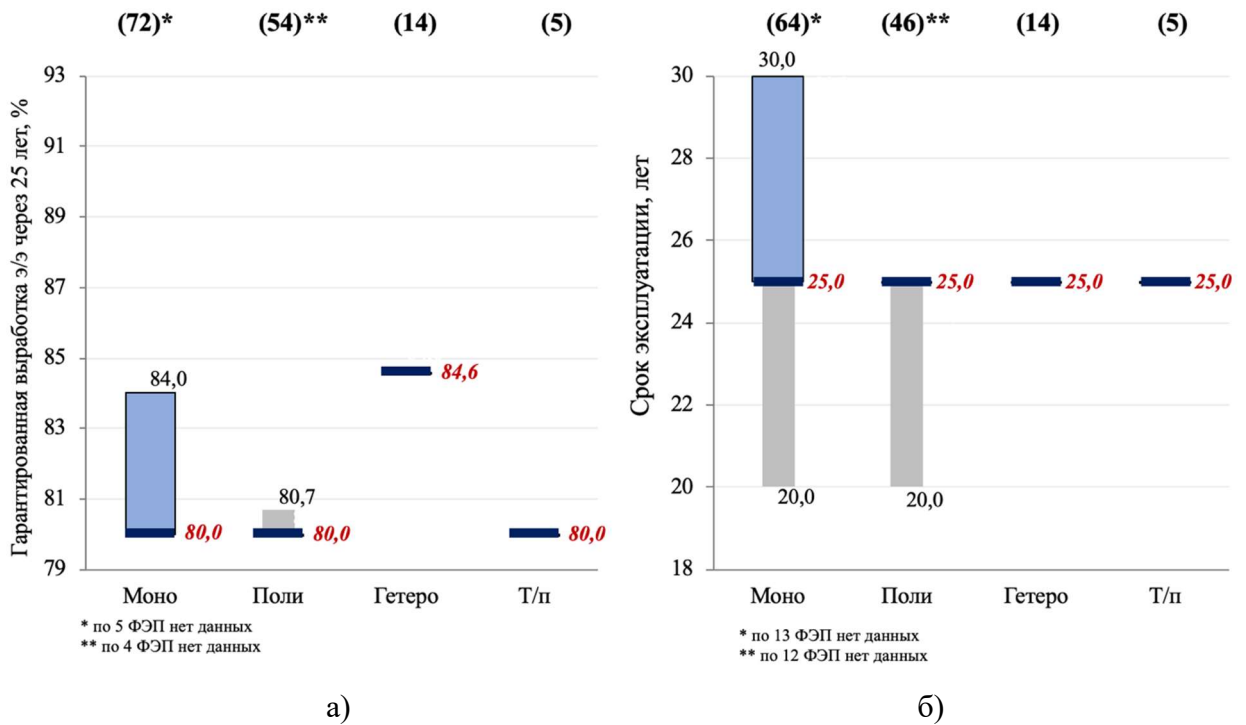


Рисунок 2.29 – Исследование параметров ФЭП в зависимости от типа: а) Гарантированная мощность через 25 лет GP^{25} ; б) Срок эксплуатации

В таблице 2.5 приведены наилучшие и медианные значения параметров рассматриваемых ФЭП российского производства для различных типов панелей. Проведено цветовое ранжирование параметров ФЭП и показаны лучшие и медианные значения. Значения параметров ранжируются от лучшего

(1-й ранг) до худшего (4-й ранг), где 1-й ранг окрашен в зеленый цвет, 2-й ранг – в светло-зеленый, 3-й ранг – в желтый, 4-й ранг – в красный.

Анализ параметров 157 моно- и поликристаллических, гетероструктурных и тонкопленочных ФЭП показал, что наилучшими характеристиками обладают солнечные гетероструктурные ФЭП компании Nevel. По сравнению с другими типами панелей данные ФЭП обладают наибольшей производительностью и повышенной устойчивостью к изменению температуры, а следовательно, малым снижением выходной мощности, что существенно влияет на работу ФЭУ.

Таблица 2.5 – Лучшие (л.п.) и медианные (м.п.) параметры российских ФЭП

Параметр, единицы изменения	Моно		Поли		Гетеро структурная		Тонко пленочная	
	Л.п.	М.п.	Л.п.	М.п.	Л.п.	М.п.	Л.п.	М.п.
η , %	19,17	16,06	18,06	16,5	20	18,11	9,09	8,39
K_P , %/°C	-0,38	-0,44	-0,39	-0,427	-0,285	-0,31	-0,29	-0,29
K_V , %/°C	-0,29	-0,34	-0,318	-0,318	-0,24	-0,24	-0,33	-0,33
K_I , %/°C	0,1	0,05	0,06	0,042	0,055	0,04	0,07	0,07
K_{oc} , %	84,8	81,5	84,3	81	83,6	80,8	77,8	74,8
K_{sc} , %	97,3	94,3	96,6	95,1	94,7	93,2	87,2	82,1
FF , %	79,5	76,6	79,6	76,6	79,1	75,3	67,8	61,3
m_p , кг/кВт	53,1	74,5	61,2	71,9	56,7	62,8	184,7	200,2
s_p , м ² / кВт	4,9	6,33	5,53	6,37	5	5,53	11,01	11,93
$NOCT$, °C	45	46,8	45	46,8	38,8	38,8	47	47
GP , %	100	97,5	100	97	98	98	97,5	97,5
GP^{25} , %	84	80	80,7	80	84,6	84,6	80	80
Срок эксплуатации	30	25	25	25	25	25	25	25

В таблице 2.6 представлены параметры медианной и наилучшей ФЭП, которые были выбраны для использования в качестве исходных данных для имитационного моделирования.

Таблица 2.6 – Медианные и наилучшие параметры гетероструктурной ФЭП для имитационного моделирования

Параметр	Медианные паспортные параметры ФЭП	Наилучшие паспортные параметры ФЭП*
Максимальная мощность, Вт	261,55	380,24
Количество ячеек, шт	60	120
Напряжение холостого хода, В	40,42	44,3
Ток короткого замыкания, А	8,43	10,61
Напряжение максимальной мощности, В	32,9	38,1
Ток максимальной мощности, А	7,95	9,98
Температурный коэффициент напряжения холостого хода, %/°C	-0,34	-0,23
Температурный коэффициент тока короткого замыкания, %/°C	0,05	0059

*среди рассмотренных в БД [62]

Для оценки возможности использования медианной и наилучшей ФЭП в имитационном моделировании получены вольтамперные характеристики ФЭП, представленные на рисунке 2.29.

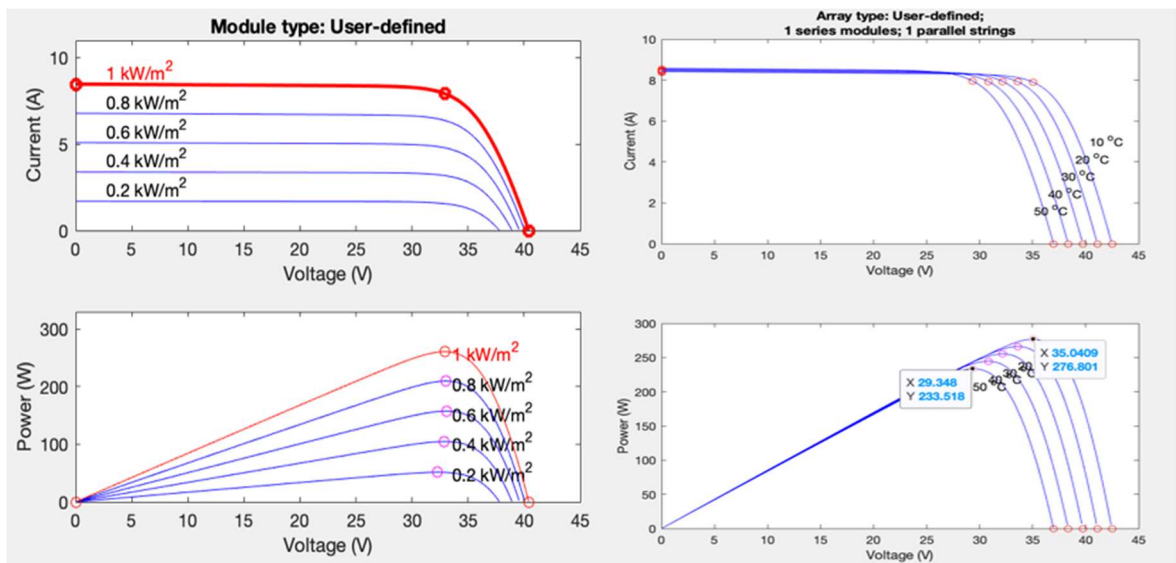


Рисунок 2.30 – Вольтамперные характеристики ФЭП в Matlab Simulink

Полученные результаты исследования отражены в российских и зарубежных периодических изданиях, в ходе диссертационной работы доказана возможность их широкого применения при моделировании режимов работы ФЭУ в среде Matlab Simulink, а также повышения точности предварительных ТЭО внедрения автономных ЭТК с ФЭУ [80, 12].

2.6 Выбор параметров фотоэлектрической установки в составе электротехнического комплекса

Для обоснования выбора параметров автономной ФЭУ в составе ЭТК были проведены следующие исследования:

- математическое моделирование распределения температуры водонефтяной смеси в НКТ нефтяной скважины с целью установления зависимостей потребляемой электроэнергии электрическим греющим кабелем от параметров скважины и физико-химических характеристик нефти;
- математическое моделирование суммарного солнечного излучения при ясном небе на основе известных тригонометрических зависимостей;
- уточнение методики учета стохастического характера изменения солнечного излучения с учетом облачности, влияющей на выработку электроэнергии ФЭУ;
- аналитическое исследование параметров ФЭП с целью выбора основного источника преобразования солнечного излучения в электричество.

Установленная номинальная мощность ФЭУ в составе ЭТК для депарафинизации нефтяных скважин определяется по формуле 2.28 [115, 50]:

$$P_{\text{ФЭУ}} = \frac{W \cdot P_{\text{уст фэп}}}{\Sigma I \cdot S \cdot \eta_{\text{фэп}}} \cdot 100\%, \quad (2.28)$$

где $P_{\text{ФЭУ}}$ – установленная мощность ФЭУ, кВт;

W – потребляемая электроэнергия греющим кабелем, кВт·ч/сутки;

$P_{\text{уст фэп}}$ – установленная мощность ФЭП, кВт;

ΣI – суммарное солнечное излучение, кВт·ч/м²/сутки;

S – площадь ФЭП, м²;

$\eta_{\text{фэп}}$ – КПД ФЭП, %.

На основании проведенных исследований определены параметры автономной ФЭУ в составе ЭТК с гетероструктурными ФЭП и электрическим греющим кабелем (ЭГК), которые представлены в таблице 2.7. Для расчета установленной мощности ФЭУ предварительно принимается, что при

использовании ФЭУ электротермический прогрев нефтяной скважины осуществляется не более 12 часов в сутки.

Таблица 2.7 – Параметры ФЭУ в составе ЭТК

Параметр	Значение
Потребляемая мощность ЭГК, кВт·ч	156,5
Установленная мощность ФЭУ, кВт	43,32
Установленная мощность ФЭП, Вт	380
Количество ФЭП	114
Площадь ФЭУ, м ²	237
Тип соединения ФЭП	последовательно-параллельный (19x6)

Изменение установленной мощности ФЭУ для депарафинизации нефтяных скважин при заданных параметров скважины в зависимости от дебита представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Установленная мощность ФЭУ для различных дебитов нефтяной скважины

Параметр	Значение			
	25	50	75	100
Дебит скважины, т/сут	25	50	75	100
Внутренний диаметр НКТ, мм	63,3			
Обводненность, %	10			
Глубина скважины, м	2700			
Коэффициента теплопередачи, Вт/(м ² ·°С)	8,9	12,9	14,7	17,9
Температура нефти у устья скважины (без подогрева), °С	20,2	23,6	24	25,8
Концентрация ПО, %	5			
Температура образования ПО, °С	35,22			
Длина электрического греющего кабеля, м	700	550	490	430
Потребляемая электроэнергия, кВт·ч/день	318,4	195,5	156,5	115
Установленная мощность ФЭУ, кВт	88,3	54,2	43,4	31,9

В состав автономного ЭТК с ФЭУ входит электрический греющий кабель геофизический грузонесущий бронированный круглого сечения маркировки КГнМП-14/2х2,0-55-90-Оа [58]. Характеристики кабеля представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Параметры электрического греющего кабеля

Марка кабеля	Число и номинальное сечение жил, п х мм ²	$R_{ж}$, Ом/км	$R_{из}$, МОм·км	I_{max} , А	T_{max} , °С
КГн МП-14/2х2,0-55-90-Оа	14х1,5	4,3	20 000	140	90

Сопротивление 1 жилы по длине греющего кабеля 490 м определяется по формуле 2.29:

$$R_{ж}(L_{к}) = R_{ж} \cdot L_{к} = 4,3 \cdot 0,49 = 2,1 \text{ Ом.} \quad (2.29)$$

Электрический греющий кабель постоянного сопротивления соединен в 7 пар по 2 жилы. Электрическое сопротивление пары $R_{2ж} = 4,2$ Ом.

Рассмотрим 3 способа соединения жил кабеля: последовательное соединение: $R_1 = 29,4$ Ом; параллельное соединение: $R_2 = 0,6$ Ом; смешанный тип соединения: $R_3 = 5,6$ Ом.

Исходя из электрических параметров электрического греющего кабеля ($I_{max} = 140$ А; $R_3 = 5,6$ Ом), максимальное рабочее напряжение 780 В.

В состав ЭТК с питанием от ФЭУ входит преобразователь напряжения с МРРТ алгоритмом TRACER 8420AN. Данный контроллер предназначен для слежения за точкой максимальной мощности ФЭП.

Всего существует три способа соединения ФЭП: параллельное, последовательное и смешанное (параллельно-последовательное) соединение.

Для того чтобы максимальный выходной ток от ФЭУ не превышал входной ток контроллера с МРРТ алгоритмом, необходимо выбрать способ соединения ФЭП для обеспечения безопасной работы ЭТК.

Технические характеристики контроллера заряда представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Спецификация контроллера заряда с MPPT алгоритмом

Параметр	Значение
Модель контроллера заряда	MPPT TRACER 8420AN
Входное напряжение системы, В	12/24/36/48
Максимальный выходной ток (при $T_a \leq 50$ °С), А	80
Максимальный входной ток от СБ, I_{MPPT} , А	80
Входное напряжение от ФЭП, U_{MPPT} , В	25~200
Максимальное U_{os} ФЭП, В	140
Максимальное напряжение разомкнутой цепи ФЭП, В	200
Рабочая температура, °С	-30... +50
Потребление в режиме ожидания, Вт	~2
Габариты, мм	414,8x225x147
Вес, кг	7,1

Максимальный ток преобразователя напряжения с MPPT алгоритмом $I_{MPPT} = 80$ А. Максимальный рабочий ток ФЭП мощностью 380 Вт при СИУ, (температура окружающей среды 20°С) составляет $I_{sc} = 9,98$ А.

При расчете действительного максимального входного напряжения на преобразователя напряжения с MPPT алгоритмом от ФЭП необходимо учитывать изменения температуры окружающей среды. Температурный коэффициент тока для используемой ФЭП составляет $K_I = 0,059\%/^{\circ}\text{C}$.

Таким образом, при увеличении температуры окружающей среды ток будет увеличиваться. Для исследуемого региона (Астраханская область) принимается максимальная температура окружающей среды в дневное время суток $T_{a\ max} = 33^{\circ}\text{C}$.

Максимальное ток короткого замыкания $I_{sc\ max}$ для одной ФЭП рассчитывается по формуле 2.30:

$$I_{sc\ max} = I_{sc} + \left(\frac{I_{sc}}{100\%}\right) \cdot K_I \cdot (T_{a\ max} - T_{NCT}) = 9,98 + 0,09 \approx 10 \text{ А.} \quad (2.30)$$

При использовании массива ФЭП возможно параллельное соединение не более 8 ФЭП с заданными электрическими параметрами в соответствии с условием 2.31:

$$N_{\text{пл}} \leq I_{\text{MPPT}}/I_{\text{sc max}}, \quad (2.31)$$

где $N_{\text{пл}}$ – количество параллельно соединенных ФЭП.

Для оценки возможностей последовательного соединения необходимо оценить максимальное выходное напряжение ФЭУ. Максимальное напряжение преобразователя напряжения с MPPT алгоритмом составляет $U_{\text{MPPT}} = 200$ В. Максимальное рабочее напряжение ФЭП мощностью 381 Вт при СИУ, (температура окружающей среды 20°C) составляет $U_{\text{os}} = 38,1$ В.

При расчете действительного максимального входного напряжения на преобразователь напряжения с MPPT алгоритмом от ФЭУ необходимо учитывать изменения температуры окружающей среды. Температурный коэффициент напряжения х.х. составляет $K_V = -0,23\%/^{\circ}\text{C}$.

Таким образом, при снижении температуры окружающей среды напряжение будет увеличиваться. Для исследуемого региона (Астраханская область) принимается минимальная температура окружающей среды в дневное время суток $T_{a \text{ min}} = -4$ °C.

В условиях минимальных температур в зимние месяцы максимальное напряжение холостого хода для одной ФЭП рассчитывается по формуле 2.32:

$$U_{\text{os max}} = U_{\text{os}} + \left(\frac{U_{\text{os}} \cdot K_U}{100\%} \cdot (T_{a \text{ min}} - T_{\text{НСТ}}) \right) \approx 40 \text{ В}. \quad (2.32)$$

При использовании массива ФЭП возможно последовательное соединение не более 5 ФЭП с заданными электрическими параметрами в соответствии с условием 2.33:

$$N_{\text{посл}} \leq U_{\text{MPPT}}/U_{\text{os max}}, \quad (2.33)$$

где $N_{\text{посл}}$ – количество последовательно соединенных ФЭП.

Соответственно, 114 ФЭП в составе ФЭУ могут быть соединены смешанным способом. Предлагается использовать 4 DC/DC преобразователей напряжения, подсоединенных параллельно к шине с номинальным напряжением системы 48 В. Поскольку рабочее напряжение электрического кабеля варьируется до 780 В, допускается, что в реальном автономном ЭТК

возможно использование дополнительного повышающего DC/DC-преобразователя напряжения на стороне электрического греющего кабеля.

По результатам исследования получена программа расчета параметров ФЭУ и электрического греющего кабеля в составе автономного ЭТК для депарафинизации нефтяных скважин [63].

2.7 Выводы к Главе 2

Основные результаты, полученные в главе 2, заключаются в следующем:

1. Установлены зависимости потребляемой электроэнергии для предотвращения образования ПО в нефтяных скважин при фонтанном и механизированном (УЭЦН) способах добычи нефти от выбранных на основе факторного анализа параметров характеристик эксплуатации скважины и физико-химических свойств нефти: коэффициента обводненности продукции, суточного дебита, диаметра НКТ, коэффициента теплопередачи между скважинной продукцией и горной породой.

2. Проведено математическое моделирование стохастического изменения солнечного излучения. Получено уравнение учета облачности для исследуемого региона. Отклонение расчетного солнечного излучения от действительных значений составило менее 10%, коэффициент корреляции Пирсона для среднемесячных значений составил $R = 0,923$ (высокая степень корреляции).

3. Установлены медианные параметры среди всех российских ФЭП, которые позволяют производить выбор ФЭП без привязки к определенным моделям и фирмам-производителям и определить новые исходные данные для проведения имитационного моделирования.

4. Обоснован выбор структуры и параметров ФЭУ в составе ЭТК. Для нефти с концентрацией парафина 5% длина электрического греющего кабеля составила 490 м, потребляемая электроэнергия 313 кВт·ч/сут, установленная мощность ФЭУ 43 кВт. Гетероструктурная ФЭП мощностью 380 Вт выбрана в качестве основного источника генерации электроэнергии в составе ФЭУ.

ГЛАВА 3 ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС С ПИТАНИЕМ ОТ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ

3.1 Оценка влияния изменения температуры ФЭП на выработку электроэнергии ФЭУ

В работе произведен расчет рабочей температуры ФЭП с учетом температуры окружающей среды и скорости ветра в течение года для нефтяных месторождений парафинистой нефти в Астраханской области [49].

Эти эффекты учитываются с помощью модели, предложенной Файманом [93]. Таким образом, рабочую температуру ФЭП $T_{\text{ФЭП}}$ в течение года можно рассчитать по формуле 3.1 [93]:

$$T_{\text{ФЭП}} = T_a + E / (U_0 + U_1 W), \quad (3.1)$$

где $T_{\text{ФЭП}}$ – рабочая температура ФЭП, °С;

E – действительное солнечное излучение Вт/м²;

T_a – температура окружающего воздуха, °С;

W – скорость ветра, м/с;

$U_0 = 20$ и $U_1 = 3,2$ – постоянные значения [93].

Данные об изменении температуры окружающей среды и скорости ветра получены с метеорологических станций для нефтяного месторождения в Астраханской области (координаты 47° с. ш., 41° в. д.). [89]

На рисунке 3.2 приведено изменение температуры окружающей среды в течение года.

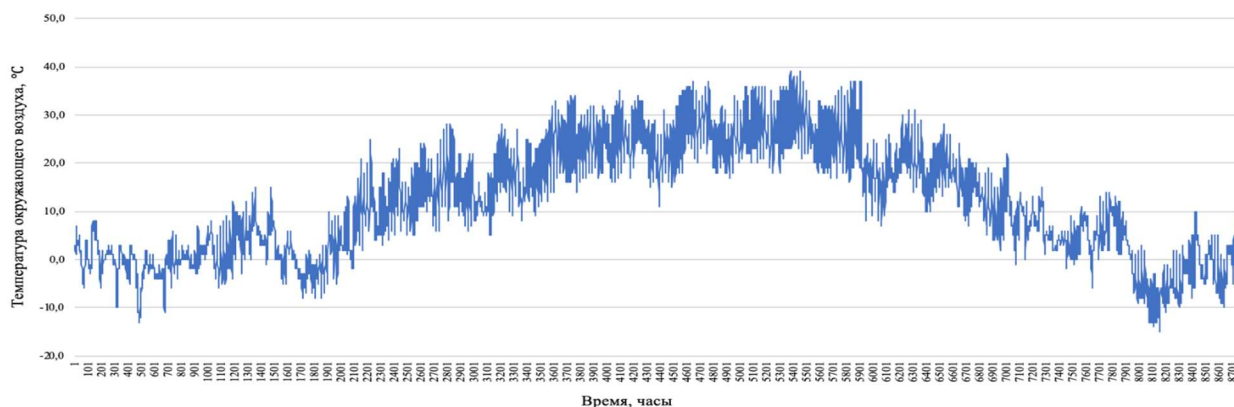


Рисунок 3.1 – Изменение температуры окружающей среды в течение года для нефтяного месторождения в Астраханской области

На рисунке 3.2 приведено изменение скорости ветра в течение года.

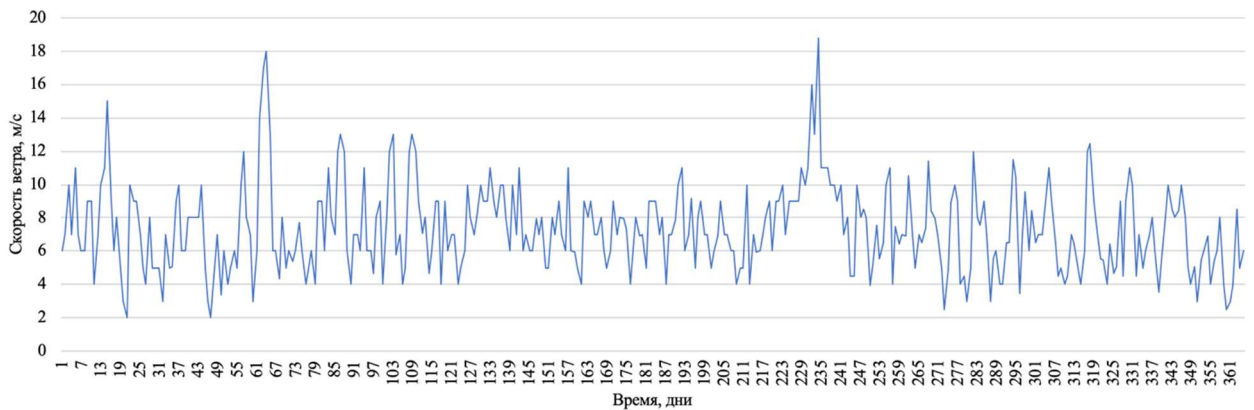


Рисунок 3.2 – Изменение скорости ветра в течение года для нефтяного месторождения в Астраханской области

На основании формулы 3.1 и данных с метеорологических станций, представленных на рисунке 3.1 и 3.2 произведен расчет изменения рабочей температуры ФЭП в течение года.

На рисунке 3.3 приведено изменение рабочей температуры ФЭП в течение года.

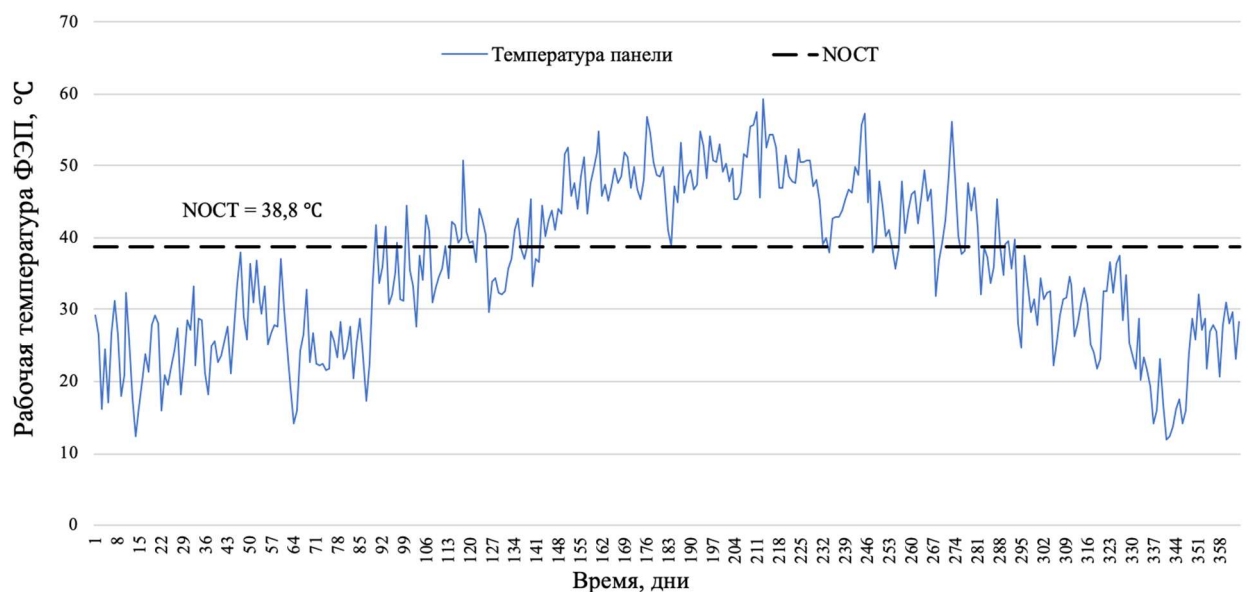


Рисунок 3.3 – Изменение рабочей температуры ФЭП в течение года для нефтяного месторождения в Астраханской области

По результатам расчетов на рисунке 3.3 видно, что действительная рабочая температура ФЭП будет изменяться в течение года в зависимости от температуры окружающей среды и скорости ветра. Отклонение от номинальной рабочей температуры ФЭП (NOCT) при СИУ, (температура

окружающей среды 20°C) приводит к изменению количества вырабатываемой электроэнергии ФЭУ в течение года за счет влияния температурного коэффициента мощности.

Снижение температуры ФЭП будет положительно сказываться на выработке электроэнергии, увеличивая ее в соответствии с тем, что температурный коэффициент мощности исследуемой гетероструктурной ФЭП составляет $K_p = -0,31\%/^{\circ}\text{C}$. Изменение вырабатываемой электроэнергии рассчитывается по формуле 3.2:

$$\Delta W = K_p \cdot (NOCT - T_{\text{ФЭП}}) \quad (3.2)$$

На рисунке 3.4 представлено изменение вырабатываемой электроэнергии от ФЭУ с учетом температурного коэффициента мощности ФЭП.

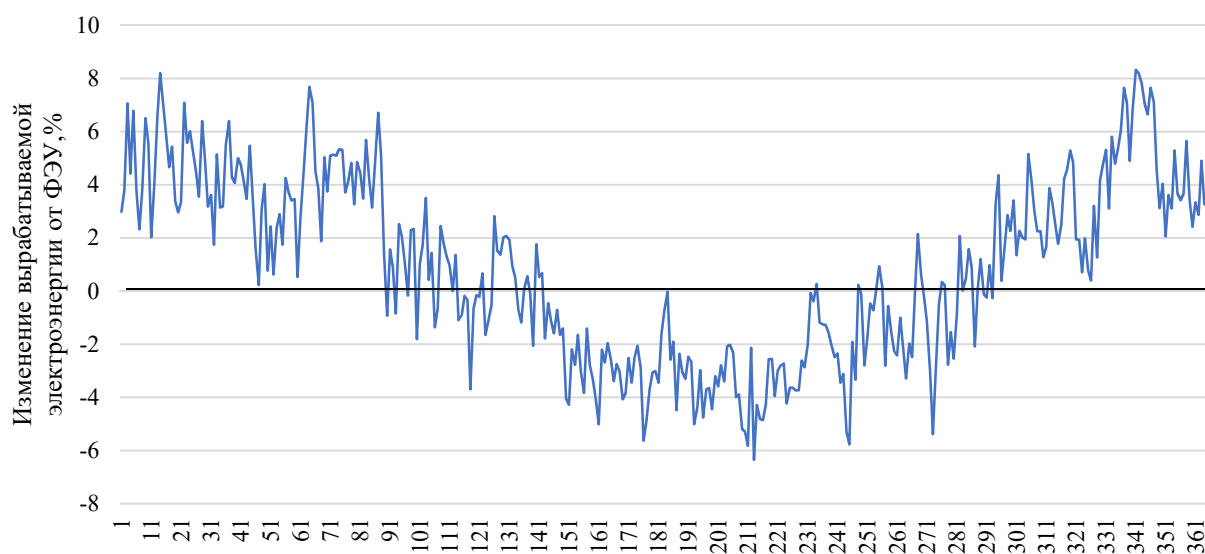


Рисунок 3.4 – Влияние рабочей температуры ФЭП на выработку электроэнергии от ФЭУ в течение года для нефтяного месторождения в Астраханской области

Полученные результаты математического моделирования рабочей температуры ФЭП использованы в имитационном моделировании ЭТК с ФЭУ в программе Matlab Simulink в качестве исходных данных, параметры которого представлены в главе 2.

3.2 Имитационное моделирование автономного электротехнического комплекса с фотоэлектрической установкой

Для обоснования состава и выбора структуры автономного ЭТК с ФЭУ разработана имитационная модель комплекса, реализованная в среде Matlab Simulink (рисунок 3.5), позволяющая исследовать режимы работы комплекса для депарафинизации нефтяных скважин.

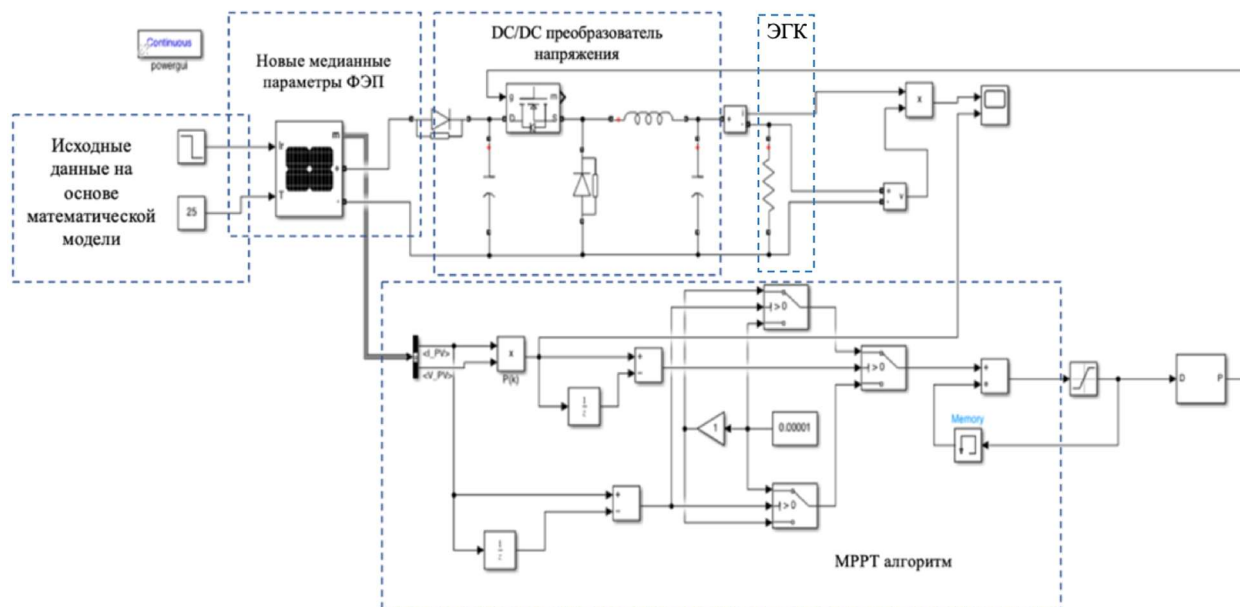


Рисунок 3.5 – Имитационная модель автономного ЭТК с ФЭУ в Matlab Simulink

В работах [87, 92, 96, 104] доказано, что построение компьютерной имитационной модели автономных ЭТК с ФЭУ позволяет с высокой точностью прогнозировать выработку электроэнергии комплексов с учетом стохастического характера солнечного излучения и изменения рабочей температуры ФЭП [13].

В разрабатываемой модели использованы в качестве входных блоков, представленных на рисунке 3.6, исходные данные на основе математических моделей, полученных в разделе 2.4 (суммарное солнечное излучение) и в разделе 3.1 (рабочая температура ФЭП).

Полученные исходные данные позволяют осуществлять переход от статического режима теплового воздействия к моделированию квазипериодического режима работы ЭТК с ФЭУ в течение года на 8760 точках (каждый час в течение года).

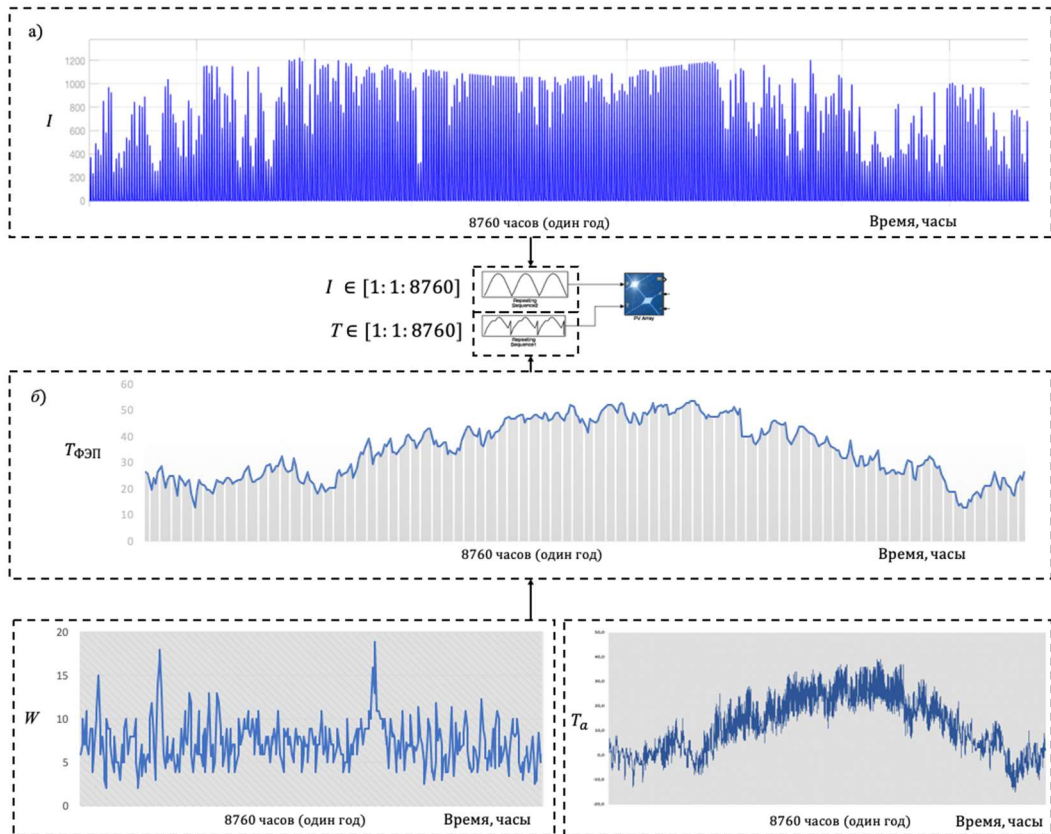


Рисунок 3.6 – Исходные данные для имитационного моделирования в среде Matlab Simulink: а) суммарное солнечное излучение на наклонную поверхность ФЭП в течение года; б) рабочая температура ФЭП в течение года

Параметры медианной ФЭП, полученные в разделе 2.5, использованы в качестве исходных данных в имитационном моделировании (рисунок 3.7).

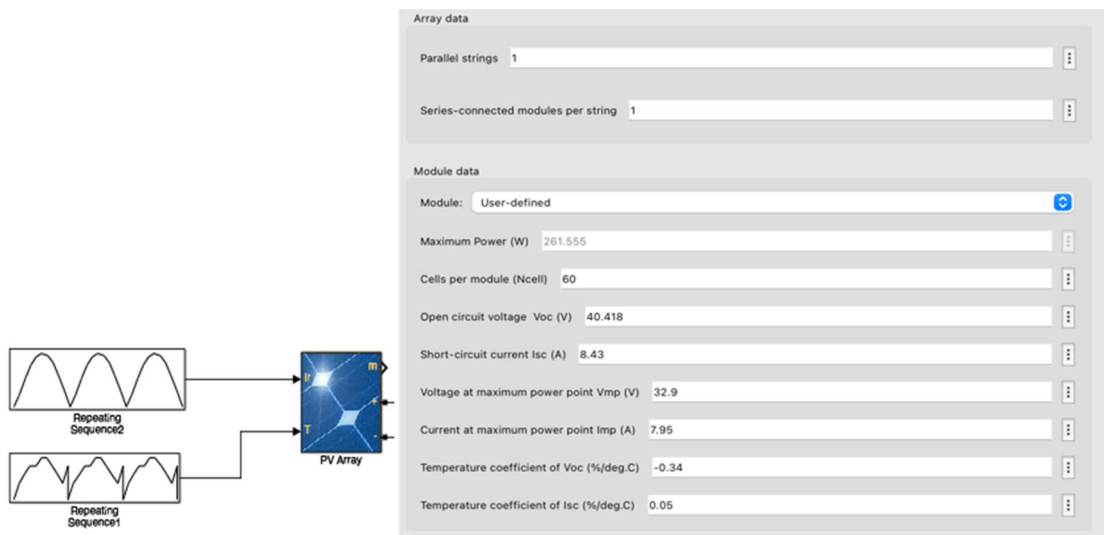


Рисунок 3.7 – Блок ФЭП и окно задания медианных параметров в Matlab Simulink

В предыдущих исследованиях авторами N.H. Selman и J.R. Mahmood было доказано, что прямое подключение ФЭП к нагрузке снижает

коэффициент использования ФЭП до 31% [112].

При имитационном моделировании ЭТК ФЭП подключаются к понижающему DC/DC-преобразователю напряжения с алгоритмом управления системой отслеживания точки максимальной мощности (MPPT). Для моделирования MPPT алгоритма использован метод «возмущения и наблюдения». Блок-схема алгоритма MPPT представлена на рисунке 3.8.

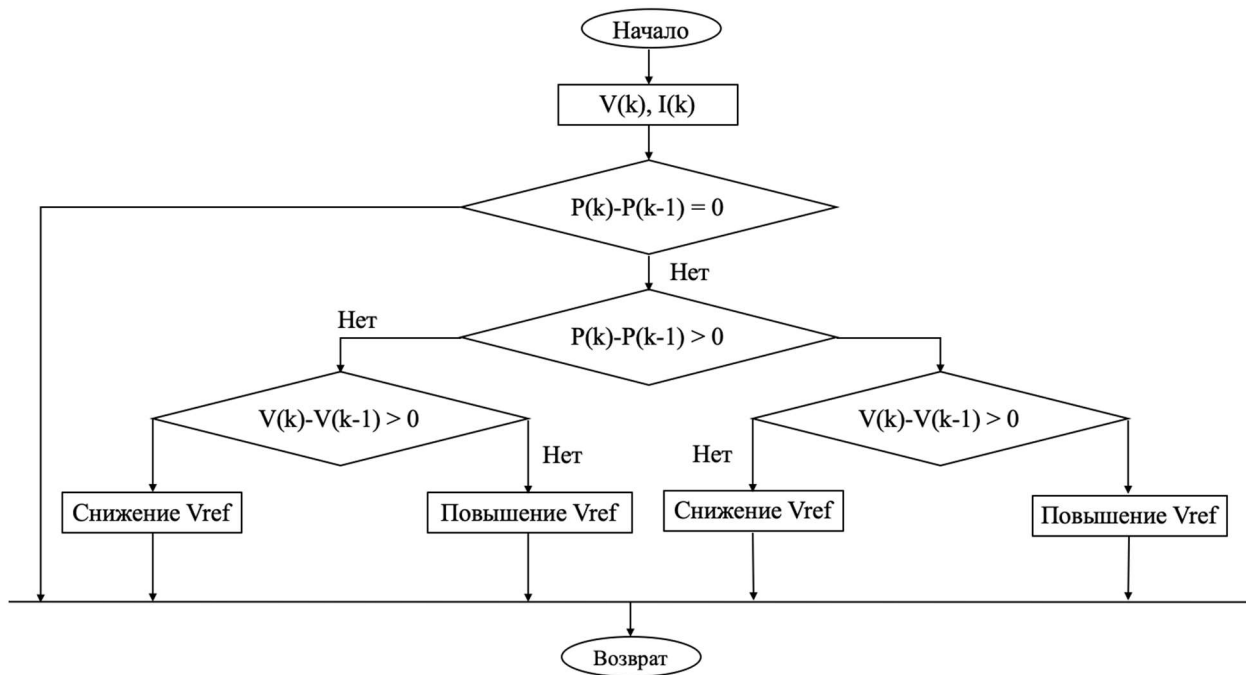


Рисунок 3.8 – Блок-схема MPPT алгоритм точки максимальной мощности

Из рисунка 3.8 видно, что контроллер MPPT на небольшую величину изменяет сопротивление нагрузки с помощью опорного напряжения V_k , вследствие чего изменяется напряжение ФЭП V_{ref} , затем замеряется мощность, вырабатываемая ФЭП. Если мощность увеличивается, контроллер продолжает изменять V_k в этом же направлении до тех пор, пока мощность не станет уменьшаться. При уменьшении мощности направление изменения V_k меняется на противоположное. Процесс повторяется до тех пор, пока не будет найдена точка максимальной мощности.

Преимущество данного метода MPPT алгоритма – простота и требование низкой вычислительной мощности. Однако недостатком использования данной методики является возникновение колебаний вокруг точки максимальной мощности. Для этого во многих случаях необходимо

производить подбор параметров RCL-цепи вручную с учетом исходных данных. При моделировании были рассчитаны параметры RCL-цепи. По результату расчета получены следующие исходные данные для моделирования DC/DC преобразователя: $L = 5,4 \cdot 10^{-4}$ Гц; $C = 1,4 \cdot 10^{-5}$ Ф. При емкости $C = 1,4 \cdot 10^{-5}$ Ф возникали существенные колебания вокруг точки максимальной мощности (рисунок 3.9).

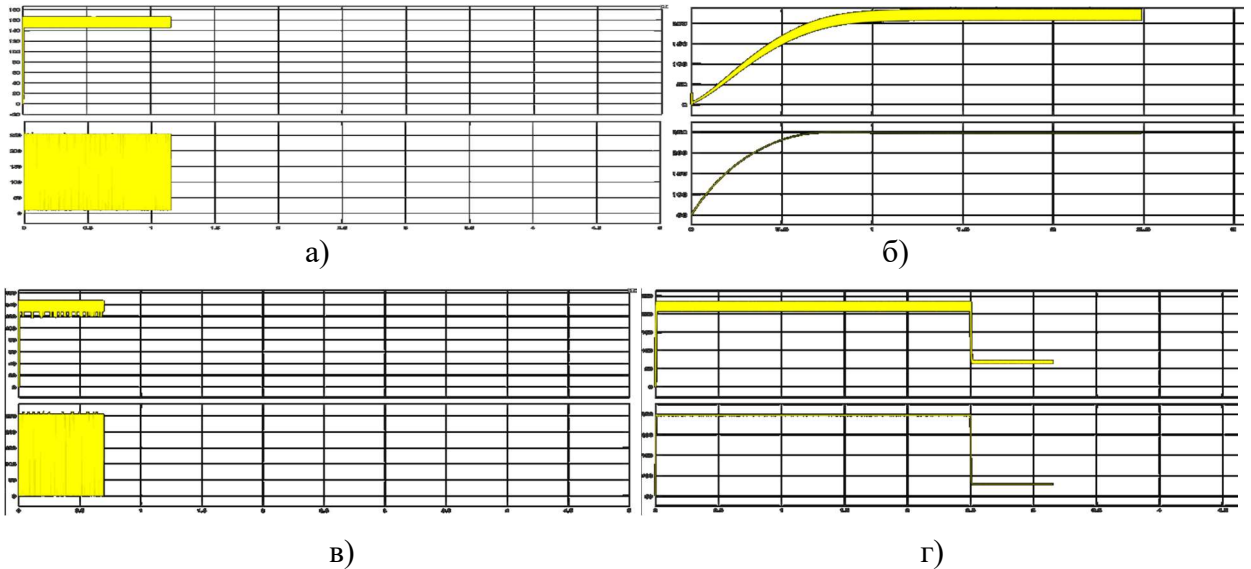


Рисунок 3.9 – Выходная мощность ФЭП при использовании MPPT при различной емкости конденсатора: а) $C = 1,4 \cdot 10^{-5}$ Ф; б) $C = 0,1$ Ф; в) $C = 10^{-5}$ Ф; г) $C = 10^{-3}$ Ф

Выбранный MPPT алгоритм работает корректно при емкости конденсатора равной $C = 10^{-3}$ Ф (рисунок 3.9 г).

Выходное напряжение DC/DC преобразователя составляет 48 В при максимальном рабочем напряжении ЭТК до 660В и максимальном токе 140 А. В реальном комплексе необходимо использовать повышающий DC/DC преобразователь напряжения, но поскольку на результат моделирования это не влияет, то в работе допускается, что преобразователь можем быть учтен в виде общего коэффициента потерь, принятым 0,95. По результатам имитационного моделирования режимов работы автономного ЭТК с ФЭУ получены графики выработки электроэнергии.

На рисунке 3.10 представлено изменение суммарного солнечного излучения с учетом облачности в течение 7 дней с 320-го по 327-й день в году. С учетом периодичности прихода солнечного излучения на принимающую

поверхность ФЭП, в среде Matlab Simulink моделируется квази-динамический режим работы автономного ЭТК с ФЭУ.

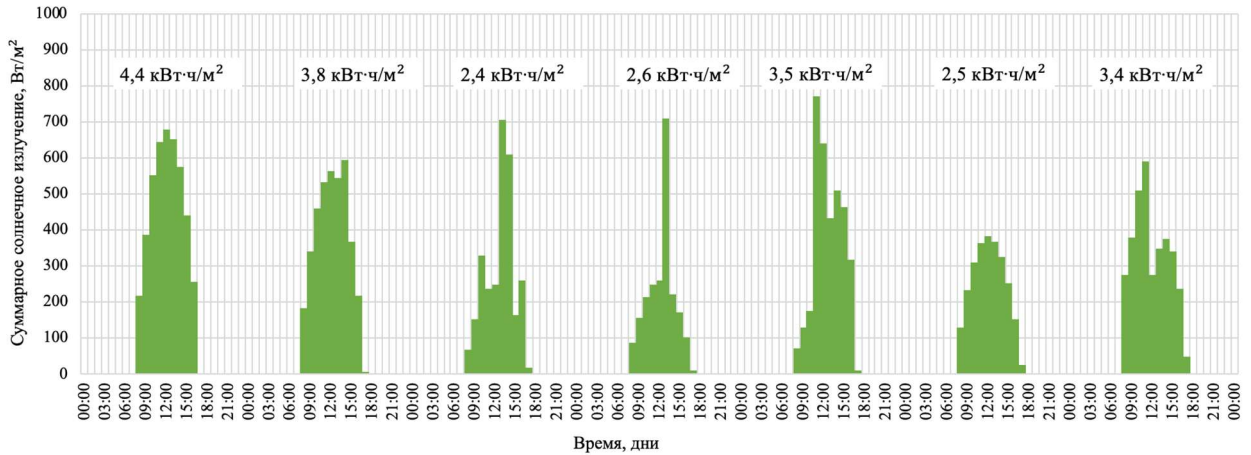


Рисунок 3.10 – Результат моделирования суммарного солнечного излучения с учетом облачности в течение 8 дней

На рисунке 3.10 над графиками указаны численные значения суммарного солнечного излучения с учетом облачности в течение суток.

На основе результатов моделирования солнечного излучения, на рисунке 3.11 представлены результаты имитационного моделирования выработки электроэнергии, полученной при преобразовании солнечного излучения.

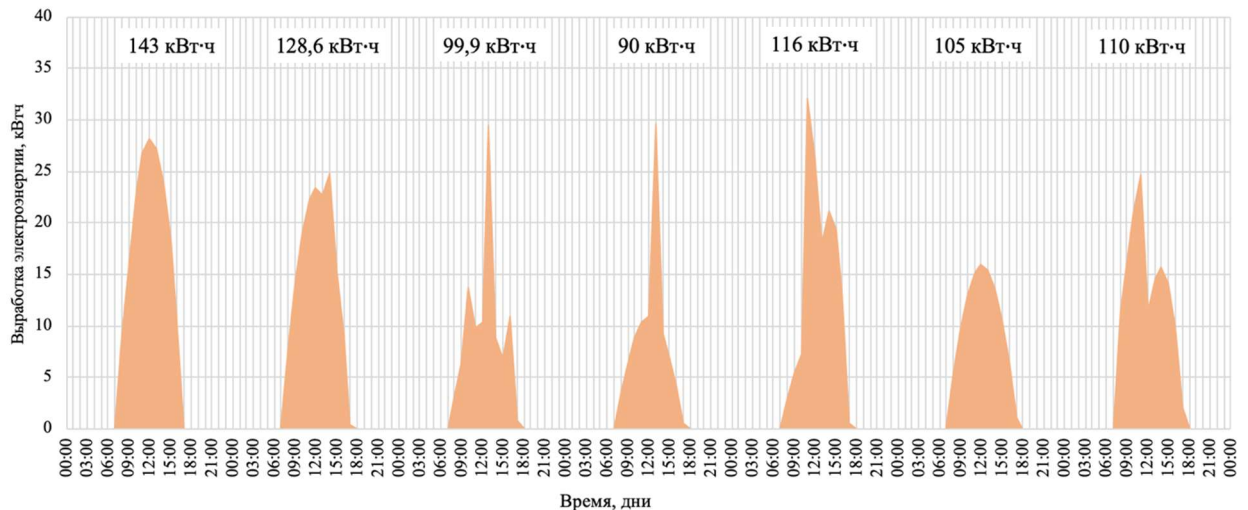


Рисунок 3.11 – Результаты моделирования выработки электроэнергии от ФЭУ в течение 8 дней в Matlab Simulink

На рисунке 3.11 над графиками указаны численные значения суточной выработки электроэнергии автономным ЭТК с ФЭУ с учетом изменения

температуры, суммарного излучения с учетом облачности и заданных медианных значений параметров гетероструктурной ФЭП.

Используя разработанную имитационную модель в Matlab Simulink полученный результат годовой выработки электроэнергии от ФЭУ $W_{\text{ФЭУ}}$ представлен на рисунке 3.12.

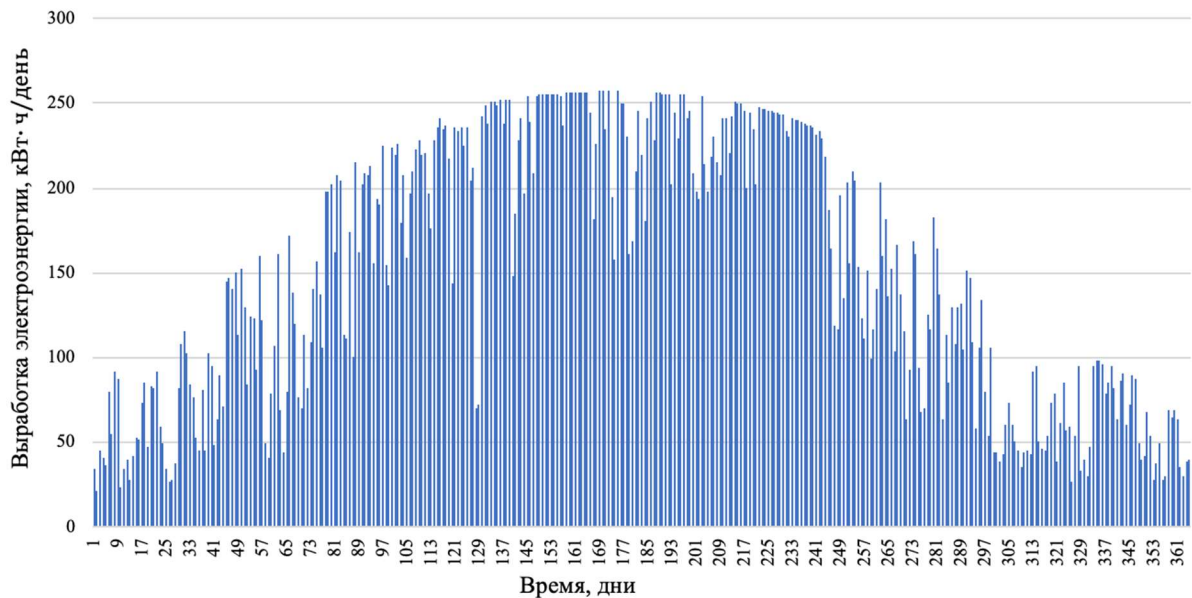


Рисунок 3.12 – Годовая выработка электрической энергии от ФЭУ

Таким образом, годовая выработка электроэнергии $W_{\text{ФЭУ}}$ от ФЭУ установленной мощности $P_{\text{ФЭУ}} = 43$ кВт составила $W_{\text{ФЭУ}} = 54,7$ МВт·ч.

Одним из параметров оценки возможности внедрения ФЭУ является коэффициент использования установленной мощности (КИУМ). КИУМ – это отношение выработки электроэнергии от ФЭУ $W_{\text{ФЭУ}}$ за какой-либо период времени, к установленной мощности ФЭУ $P_{\text{ФЭУ}}$ [11].

Годовой КИУМ $K_{\text{иум}}$ рассчитывается по формуле 3.3 [11]:

$$K_{\text{иум}} = \frac{W_{\text{ФЭУ}}}{P_{\text{ФЭУ}} \cdot T} \cdot 100\% = \frac{54\,713}{43 \cdot 8760} \cdot 100\% = 14,6\%, \quad (3.3)$$

где $W_{\text{ФЭУ}}$ – средняя мощность, развиваемая ФЭУ в течение года, кВт;

$P_{\text{ФЭУ}}$ – расчетная номинальная мощность ФЭУ, кВт;

T – период времени, ч.

По результатам моделирования годовой выработки электроэнергии от ФЭУ при угле наклона ФЭП в 30 градусов, которому соответствует максимальная

выработка электроэнергии КИУМ ФЭУ составил 14,6% при плановом диапазоне КИУМ от 12 до 17% по данным компании-производителя ФЭП ГК «Хевел» [70]. Полученные результаты имитационного моделирования выработки электроэнергии от ФЭУ подтверждают свою адекватность и могут быть использованы в дальнейшем исследовании для прогнозирования процесса депарафинизации нефтяных скважин с использованием ЭТК с ФЭУ.

Поскольку угол наклона ФЭП оказывает влияние на выработку электроэнергии от ФЭУ, оптимальный угол наклона ФЭП должен выбираться из критерия депарафинизации нефтяной скважин (обеспечение предотвращения образования ПО в течение года). Таким образом необходимо установить зависимость генерации электроэнергии от ФЭУ от угла наклона ФЭП.

3.3 Моделирование процесса депарафинизации нефтяной скважины при использовании ЭТК с ФЭУ

Для обоснования выбора достаточной номинальной мощности ФЭУ в составе автономного ЭТК для депарафинизации нефтяной скважины вводится необходимо оценить межочистной период (МОП) работы скважины. В течение МОП скважина находится в работоспособном состоянии, но ее производительность снижается по мере наращивания ПО.

В работе [21] время нарастания ПО на стенках НКТ нефтяной скважины предлагается рассчитывать по формуле 3.4:

$$t = \frac{2,16\pi(d_0^2 - d_1^2)p_{\text{п}}l}{4G(1-z)B_0 \cdot [e^{0,0677 \cdot t_0} - e^{0,0677 \cdot T}]}, \quad (3.4)$$

где t – время нарастания ПО на стенках НКТ нефтяной скважины, сутки;

d_0 – внутренний диаметр НКТ нефтяной скважины, м;

d_1 – диаметр пропускного (в свету) сечения НКТ нефтяной скважины после отложения парафина, м;

$p_{\text{п}}$ – плотность парафиновых отложений;

l – глубина начала отложения парафина, м;

G – дебит скважины, т/сут;

z – обводненность нефти, %;

t_0 – температуры образования парафиновых отложений, °С;

T – температура на устье нефтяной скважины, °С;

B_0 – коэффициент массообмена парафиновых отложений между потоком нефти и стеной НКТ ($B_0 = 1,126$) [21].

Граничным условием применения ЭТК с ФЭУ является время МОП. В расчетах принимается, что время МОП определяется временем уменьшения площади поперечного сечения канала в НКТ на 50%, которое рассчитывается по формуле, полученной на основании формулы 3.5:

$$t_{50\%} = \frac{2,16\pi(d_0^2 - d_{50\%}^2)p_{пл}}{4G(1-z)B_0 \cdot [e^{0,0677 \cdot T_{по}} - e^{0,0677 \cdot T_{н}}]}, \quad (3.5)$$

где $t_{50\%}$ – время межочистного периода скважины, сутки;

$d_{50\%}$ – минимальный диаметр пропускного сечения (в свету) НКТ, м.

Интенсивность образования ПО определяется по формуле 3.6:

$$d_{по} = \frac{\frac{d}{2} - \frac{d}{2\sqrt{2}}}{2} \cdot \frac{1}{t_{МОП}}, \quad (3.6)$$

где $d_{по}$ – интенсивность образования ПО, мм/сутки.

В таблице 3.1. представлены значения МОП и интенсивности образования ПО в нефтяной скважине для различных концентраций парафина, рассчитанные по формулам 3.5, 3.6.

Таблица 3.1 – Время межочистного периода нефтяной скважины в зависимости от концентрации ПО при внутреннем диаметре НКТ 63 мм

$C_p, \%$	$t_0, \text{°C}$	$T_{пл}, \text{°C}$	$t_{МОП}, \text{сутки}$	$d_{по}, \text{мм/сутки}$	$d_{ПО}^{max}, \text{мм}$
1	11,40	26,4	-	-	9
2	21,66	36,66	-	-	
3	27,66	42,66	95	0,095	
4	31,92	46,92	44	0,202	
5	35,22	50,22	30	0,310	
6	37,92	52,92	22	0,418	
7	40,20	55,20	17	0,526	
8	42,18	57,18	14	0,634	

Из таблицы 3.1 видно, что максимальная толщина стенки парафина не должна превышать $d_{\text{ПО}}^{\text{max}} = 9$ мм при $d_{\text{НКТ}} = 63$ мм. Данный параметр зависит от диаметра НКТ и не зависит от концентрации парафина. Толщина образовавшегося парафина на стенке НКТ не должна превышать 9 мм в поперечном сечении НКТ для заданных параметров нефтяной скважины. Таким образом, продолжительность МОП для рассматриваемых условий определяется формулой 3.6:

$$t_{\text{МОП}} = \begin{cases} t_{50\%}, & \text{если } \sum_{n=1}^N V_{\text{ПО}} \geq 9 \\ 365, & \text{если } \sum_{n=1}^N V_{\text{ПО}} < 9 \end{cases}, \quad (3.7)$$

где $N = 365$ сут – календарный год.

Граничным условием ЭТК с ФЭУ является $t_{\text{МОП}} = 365$. По результатам имитационного моделирования ЭТК с ФЭУ проведено прогнозирование образования и плавления ПО в НКТ нефтяной скважины в течение года. Результаты моделирования изменения температуры нефти на устье скважины, выраженные из формулы 3.4 для двух периодов (10-18 марта и 22-30 июня) представлены на рисунках 3.13 и 3.14 соответственно.

Результаты моделирования процесса плавления и образования парафиновых отложений на основании формулы 3.5 для двух периодов (с 10 по 16 марта и с 22 по 28 июня) представлены на рисунках 3.15 и 3.16 соответственно.

При проведении расчетов для оценки количества расплавленных ПО вводится допущение, что температура плавления парафина на 15°C больше температуры образования ПО (формула 2.12).

На рисунках 3.14 и 3.15 приводится результат моделирования изменения температуры нефти после прогрева при эксплуатации ЭТК с ФЭУ. Параметры системы депарафинизации нефтяной скважины должны быть подобраны таким образом, чтобы исключить перегрев нефти в соответствии с максимальной температурой электрического греющего кабеля 90°C , а также не допустить наступления МОП, а затем и более полной закупорки НКТ нефтяной скважины.



Рисунок 3.13 – Изменение температуры нефти в нефтяной скважине в период с 10 по 16 марта

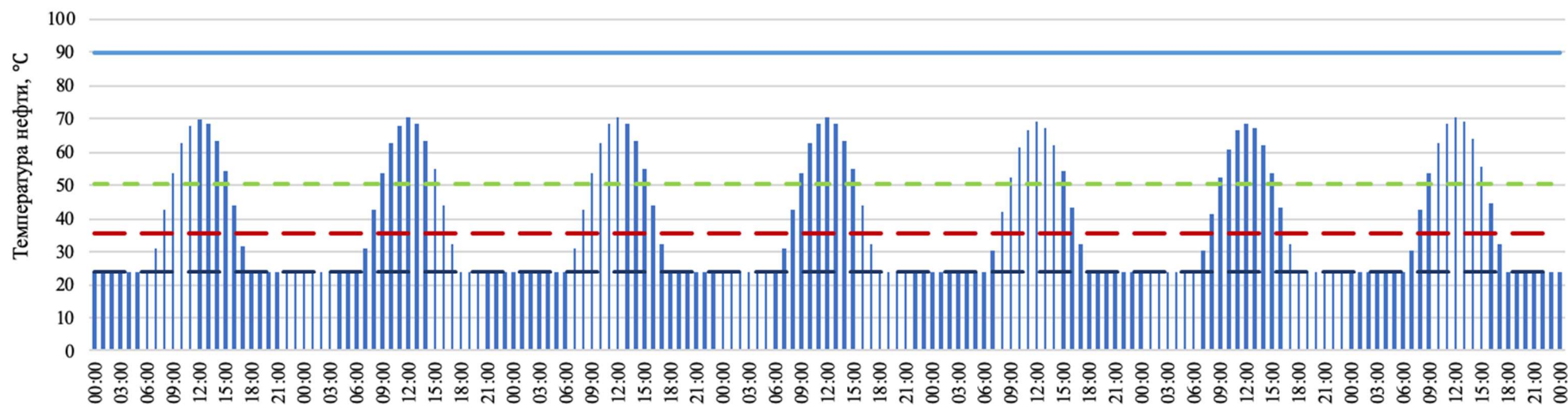


Рисунок 3.14 – Изменение температуры нефти в нефтяной скважине в период с 22 по 28 июня

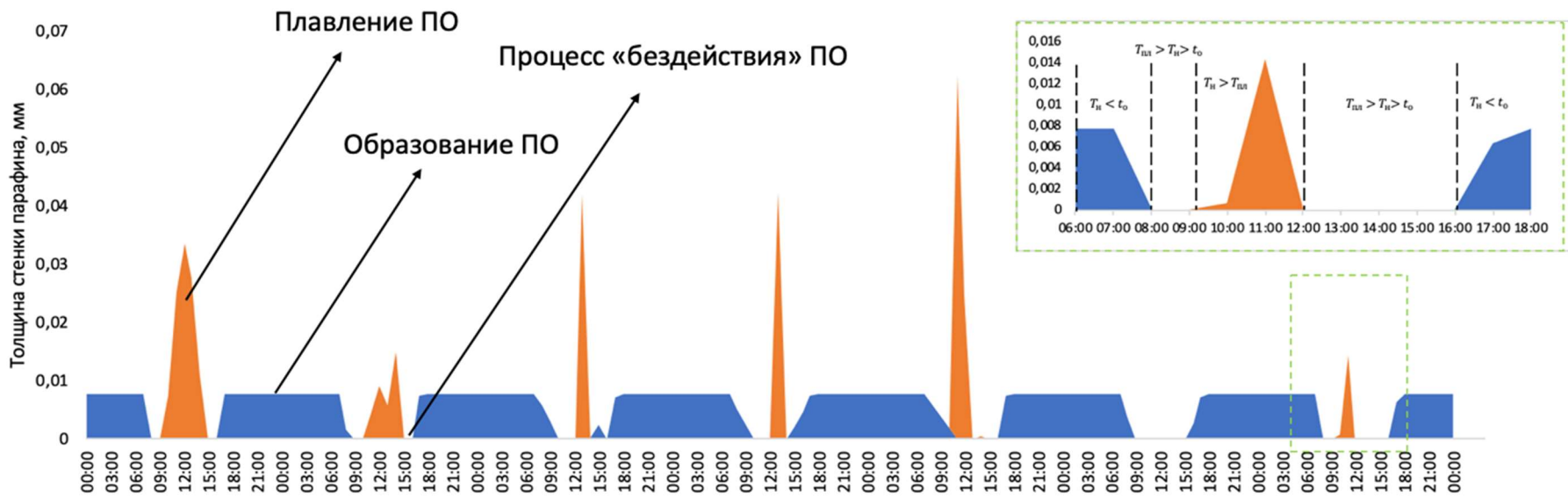


Рисунок 3.15 - Прогнозирование образования и плавления ПО в НКТ нефтяной скважины с 10 по 16 марта при использовании ЭТК с ФЭУ

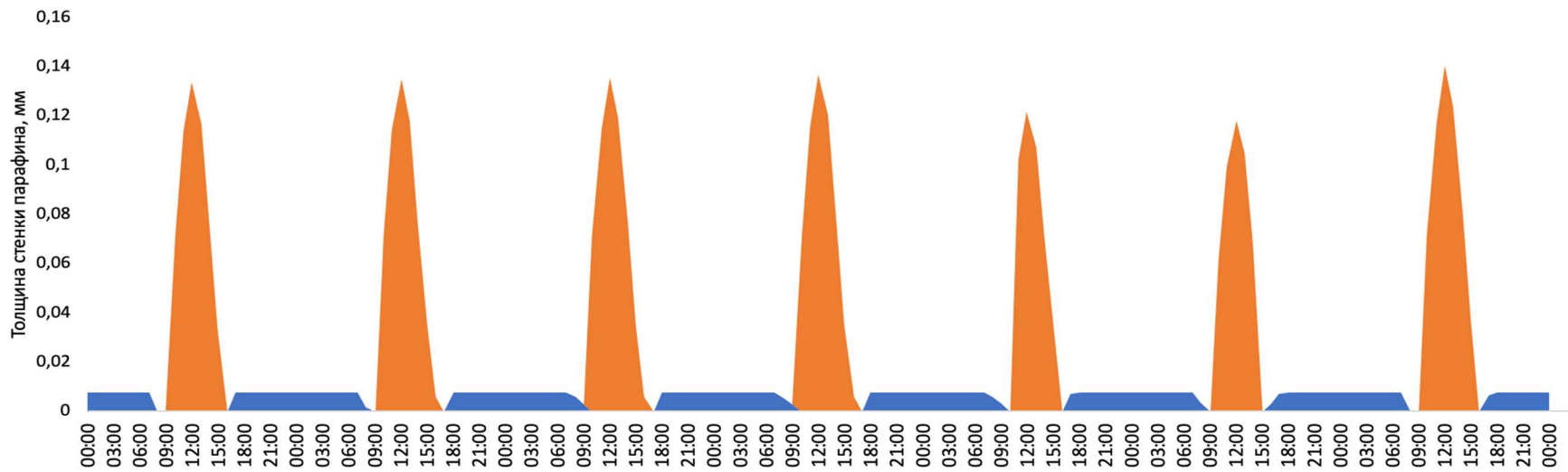


Рисунок 3.16 - Прогнозирование образования и плавления ПО в НКТ нефтяной скважины с 22 по 28 июня при использовании ЭТК с ФЭУ

На рисунках 3.15 и 3.16 представлен процесс поведения ПО в нефтяной скважине при эксплуатации автономного ЭТК с ФЭУ. Процесс образования ПО происходит при условии, если температура нефти ниже температуры образования ПО $T_n < t_0$. Процесс плавления ПО происходит при условии, если температура нефти выше температуры плавления ПО $T_n > T_{пл}$. Процесс «бездействия» ПО обозначает процесс, когда ПО не образуются и не плавятся при условии, если температура нефти выше температуры образования ПО, но ниже температуры плавления ПО $T_{пл} > T_n > t_0$, $T_{пл} - t_0 = 15^\circ\text{C}$.

По результатам моделирования работы ЭТК с ФЭУ в период с 10 по 16 марта на поперечном сечении НКТ образовалось 0,0011 мм парафина. При расчетах предлагается использован шаг моделирования 1 час, поскольку суточные значения образования парафиновых отложений не учитывают возможность риска запарафинивания НКТ нефтяной скважины в течение дня.

Для обоснования выбора ФЭУ в качестве основного источника электроснабжения необходимо выполнить условие: толщина стенки ПО не должна превышать 9 мм в течение года (т.е. ни в один из дней или месяцев скважина не должна забиваться выше максимального значения).

Результаты моделирования суточного образования и плавления ПО в нефтяной скважине с концентрацией парафина 5% в добываемой водонефтяной смеси в течение года представлены на рисунке 3.17.

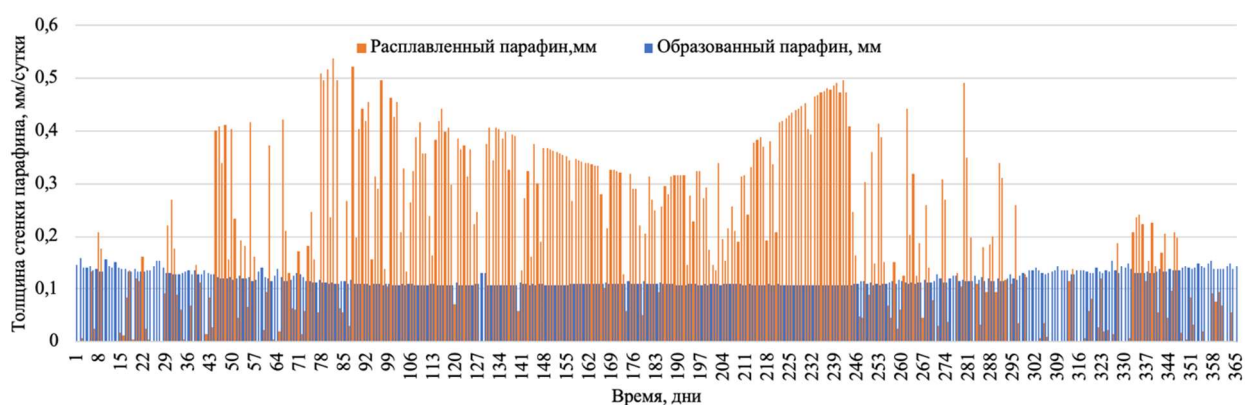


Рисунок 3.17 – Суточное образование и плавление ПО в нефтяной скважине в течение года

Толщину ПО на стенке НКТ нефтяной скважины можно рассчитать по формуле 3.8:

$$d' = \int_{n=1}^{365} d_{\text{ПО}}(x) dx, \quad (3.8)$$

где d' – количество ПО за год, мм.

При моделировании первого года эксплуатации ЭТК с ФЭУ для депарафинизации нефтяных скважин принимается, что электротермический прогрев нефтяной скважины начинается при отсутствии ПО. При моделировании последующих годов эксплуатации автономного ЭТК с ФЭУ электротермический прогрев скважины осуществляется с накопившимися ПО за предыдущий год. По результатам моделирования оценено, что ПО, образованные в зимние месяцы эксплуатации ФЭУ, полностью расплавляются в течение летних месяцев, причем в зимний период толщина ПО на стенке НКТ нефтяной скважины не превышает допустимых значений (9 мм).

Результаты моделирования изменения толщины стенки парафина в НКТ нефтяной скважины по формуле 3.7 представлены на рисунке 3.18.

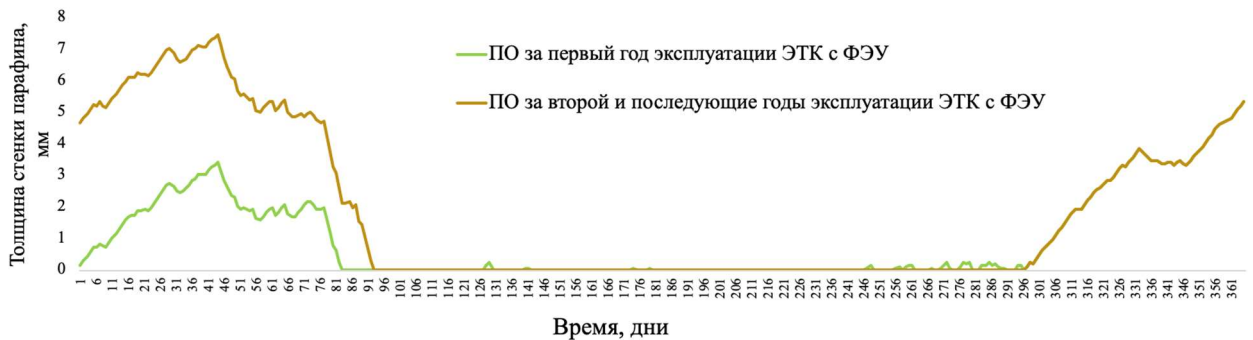


Рисунок 3.18 – Изменение толщины стенки парафина в НКТ нефтяной скважины в течение года

Результаты прогнозирования изменения толщины стенки парафиновых отложений доказывают возможность использования ФЭУ в составе ЭТК.

Таким образом, депарафинизация нефтяных скважин достигается за счет использования ФЭУ в качестве энергоэффективного автономного источника электроснабжения ЭТК, которая способна обеспечить предотвращение образования ПО в течение года без дополнительных источников энергии при

условии компенсации стохастического характера прихода солнечного излучения за счет времени межочистного периода нефтяной скважины.

3.4 Обоснование параметрической достаточности автономного электротехнического комплекса для депарафинизации нефтяных скважин

Для обоснования параметрической достаточности ЭТК с ФЭУ необходимо выявить оптимальные параметры ФЭУ, при которых максимальная толщина стенки парафина в НКТ скважины не превышает максимального значения.

Параметры системы должны быть подобраны таким образом, чтобы образовавшиеся за ночь ПО были удалены за счет повышения температуры нефти днем в период пика солнечного излучения.

При проведении расчетов вводится коэффициент МОП работы нефтяной скважины. Коэффициент МОП выражается в относительных единицах (о.е.), где за базисное значение принимается один календарный год (365 дней) и рассчитывается по формуле 3.9:

$$K_{\text{моп}} = \frac{t_{\text{моп}}}{365}, \quad (3.9)$$

где $K_{\text{моп}}$ - коэффициент МОП.

Таким образом, достаточная номинальная мощность ФЭУ в составе ЭТК для депарафинизации нефтяных скважин обеспечивается при условии, если $K_{\text{моп}} \geq 1$. При условии, если $K_{\text{моп}} < 1$, то наступает период внепланового простоя нефтяной скважины.

В ходе работы получена зависимость вырабатываемой электроэнергии ФЭУ от угла наклона ФЭП. Исследования проводились для нефтяного месторождения в Астраханской области. Установленная мощность ФЭУ составляет 43 кВт. Результаты моделирования представлены на рисунках 3.19.

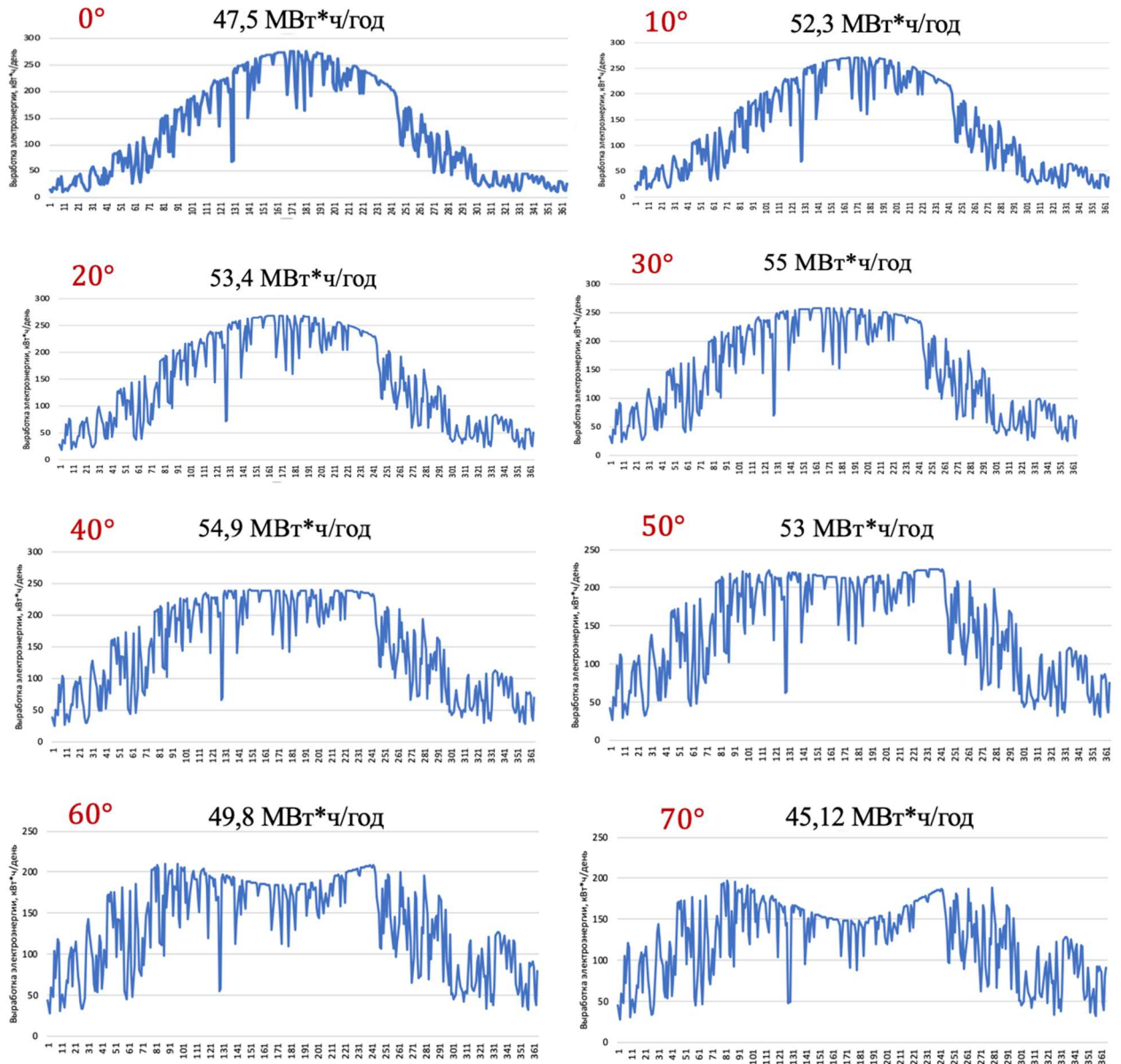


Рисунок 3.19 – Зависимость выработки электроэнергии ФЭУ от угла наклона ФЭУ (от 0 до 70 градусов)

Из рисунка 3.19 видно, что максимальное количество электроэнергии вырабатывается при угле наклона ФЭП 30 градусов. Известно, что существующие методики выбора угла наклона ФЭП используют в качестве критерия оптимума максимальную выработку электроэнергии на год.

Процесс образования ПО в зависимости от угла наклона представлен на рисунке 3.20.

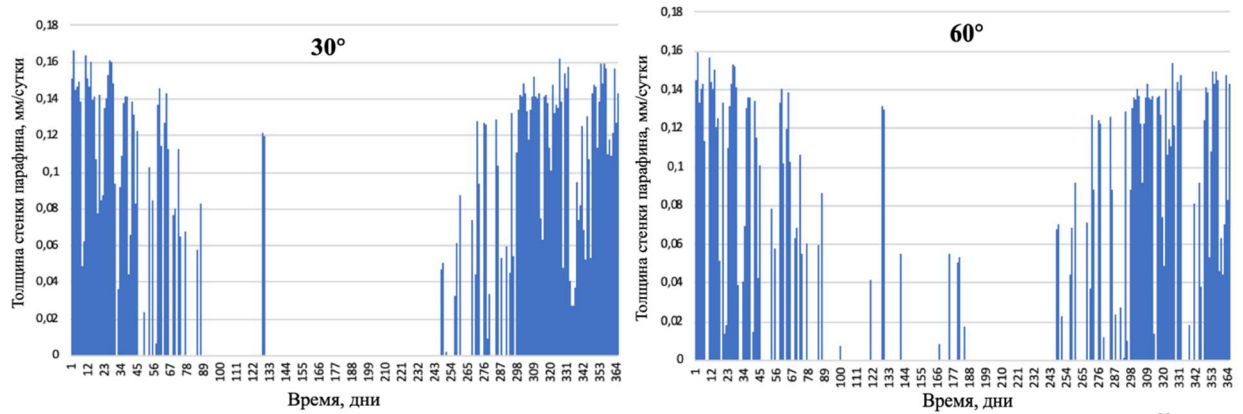


Рисунок 3.20 – Суточное образование ПО в нефтяной скважине в течение года

При угле наклона ФЭП в 30 градусов моделирование нарастания толщины стенки ПО в НКТ нефтяной скважины не дало положительного результата (условие №2 в соответствии с формулой 3.7 не выполнено). Доказано, что при максимальной выработке электроэнергии от ФЭУ в течение года возможно наступление внепланового простоя нефтяной скважины в период с 15 января по 15 апреля (рисунок 3.21).

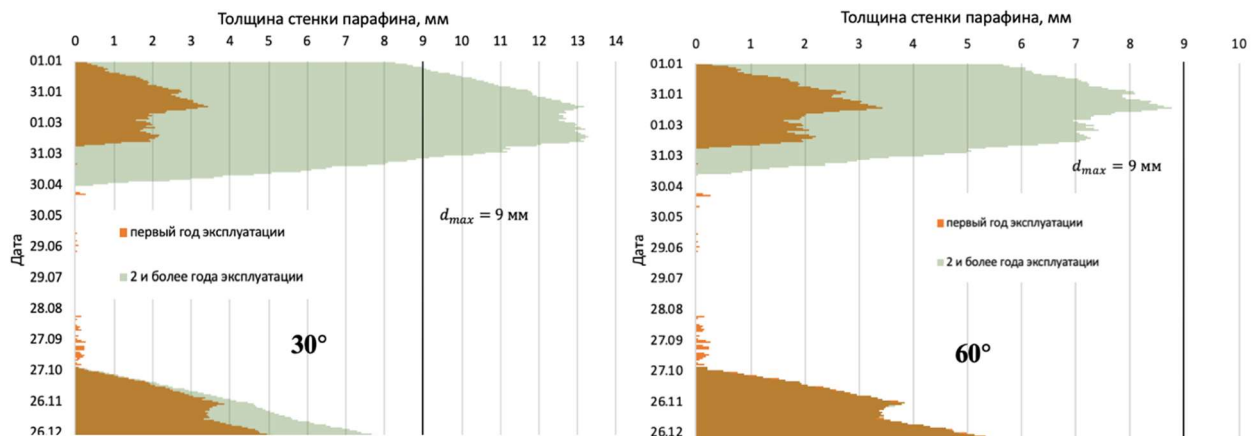


Рисунок 3.21 – Изменение толщины стенки парафина в НКТ нефтяной скважины в течение года в зависимости от угла наклона ФЭП

Выбор угла наклона ФЭП необходимо производить так, чтобы количество образовавшегося парафина не превышало максимальное значение для заданных условий исследований – 9 мм и повышало МОП до 365 дней в году (исключало наступление внепланового простоя нефтяной скважины). Для таких условий подходит угол наклона ФЭП в составе ЭТК с ФЭУ для депарафинизации нефтяной скважины, равный 60° и отмеченный на рисунке 3.21.

Зависимость длительности внеплановых простоев нефтяной скважины от угла наклона ФЭП представлена на рисунке 3.22.

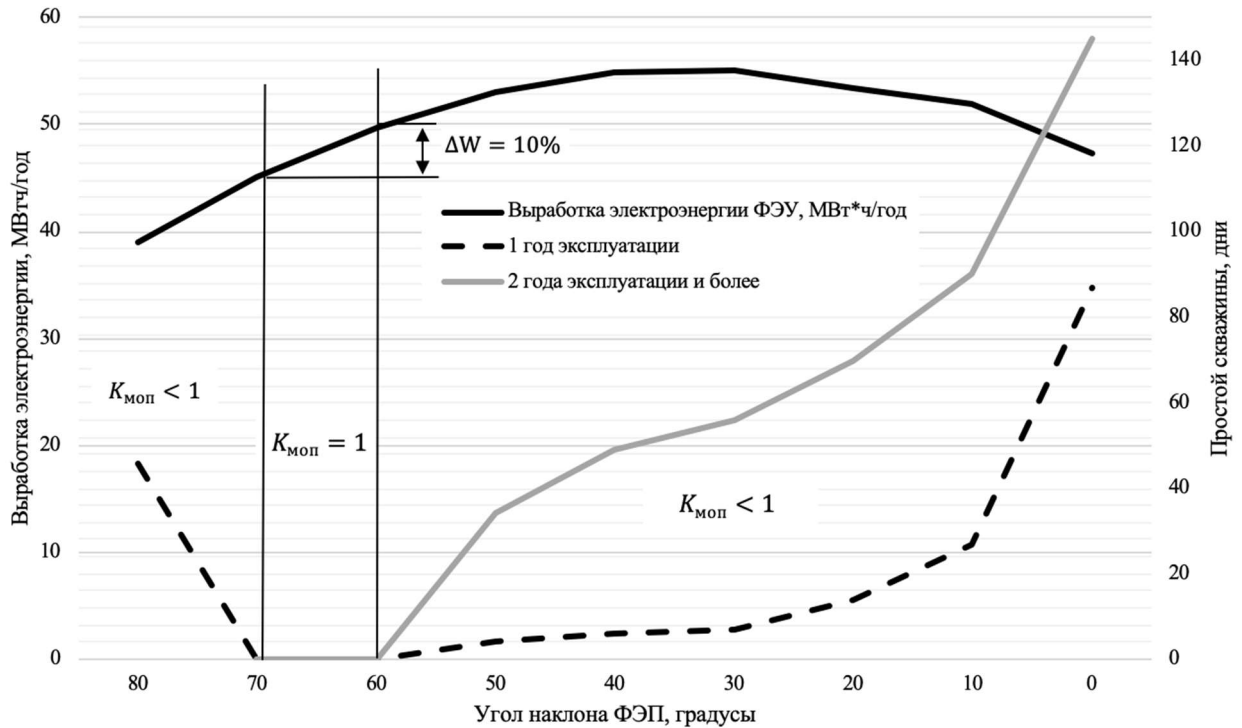


Рисунок 3.22 – Зависимость длительности внеплановых простоев нефтяной скважины от угла наклона ФЭП

Из рисунка 3.22 видно, что при угле наклона ФЭП в диапазоне от 60 до 70 градусов, коэффициент МОП $K_{\text{моп}} = 1$. При угле наклона 60 градусов выработка электроэнергии ФЭУ установленной мощности на 10% превышает выработку при угле наклона 70 градусов. Таким образом, оптимальным углом наклона ФЭП является угол 60 градусов.

Критерий оптимума определяется соотношением равномерного распределением выработки электроэнергии ФЭУ в течение года и исключением наступления периода внепланового простоя нефтяной скважины. Таким образом, оптимальный угол наклона ФЭП определяется с учетом характера нагрузки, где критерий оптимальности зависит не от максимальной выработки электроэнергии, а от процесса образования и плавления ПО.

Установленная зависимость на рисунке 3.22 доказывает, что при выбранном угле наклона ФЭП обеспечивается выбор достаточной

номинальной мощности ФЭУ в составе автономного ЭТК для депарафинизации нефтяных скважин.

При оптимальном угле наклона ФЭП автономный ЭТК с ФЭУ для депарафинизации нефтяных скважин работает круглогодично, несмотря на периоды парафинообразования и отсутствия солнечного излучения в ночное время и минимальные условия солнечного излучения в некоторые месяцы в течение года.

Благодаря предложенной конфигурации разрабатываемый ЭТК с ФЭУ комплекс может быть использован для депарафинизации нефтяных скважин за счет применения ФЭУ без дополнительных источников энергии. Результаты работы являются обоснованием использования ФЭУ без применения АКБ, что повышает надежность системы и обеспечивает простоту конструкции [88, 81].

Выбор номинальной мощности автономной ФЭУ в составе ЭТК должен осуществляться с учетом длины электрического греющего кабеля. Длина электрического греющего кабеля определяется исходя из точки начала образования ПО в НКТ нефтяной скважины (глава 2). Зависимость длины электрического греющего кабеля от концентрации парафина и дебита скважины представлена на рисунке 3.23.

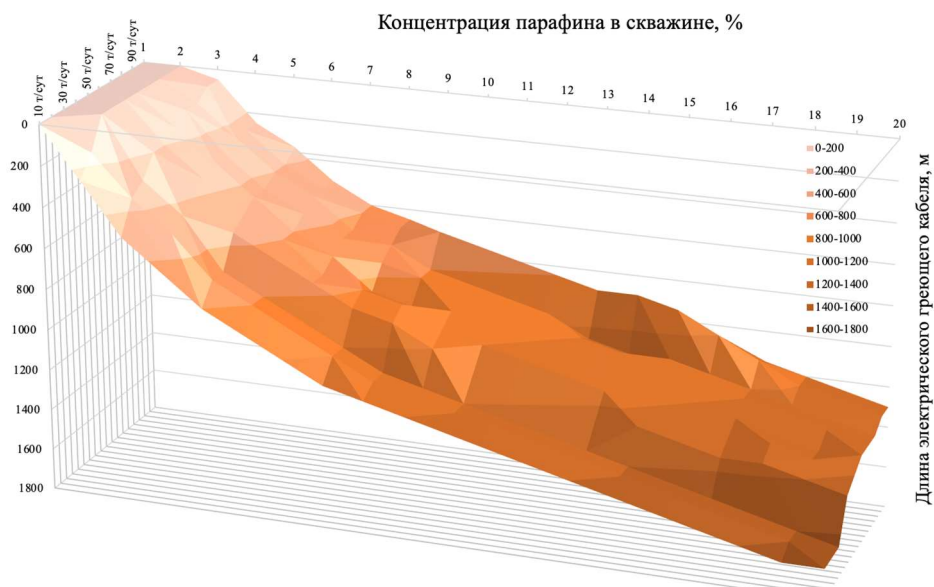


Рисунок 3.23 – Зависимость длины греющего кабеля от концентрации парафина и дебита скважины

На рисунке 3.24 представлено влияние длины греющего кабеля на изменение температуры нефти в скважине при установленной мощности ФЭУ 43 кВт, где:

- температура нефти после прогрева (1) соответствует длине электрического греющего кабеля 490 м;
- температура нефти после прогрева (2) соответствует длине электрического греющего кабеля 550 м;
- температура нефти после прогрева (3) соответствует длине электрического греющего кабеля 900 м.

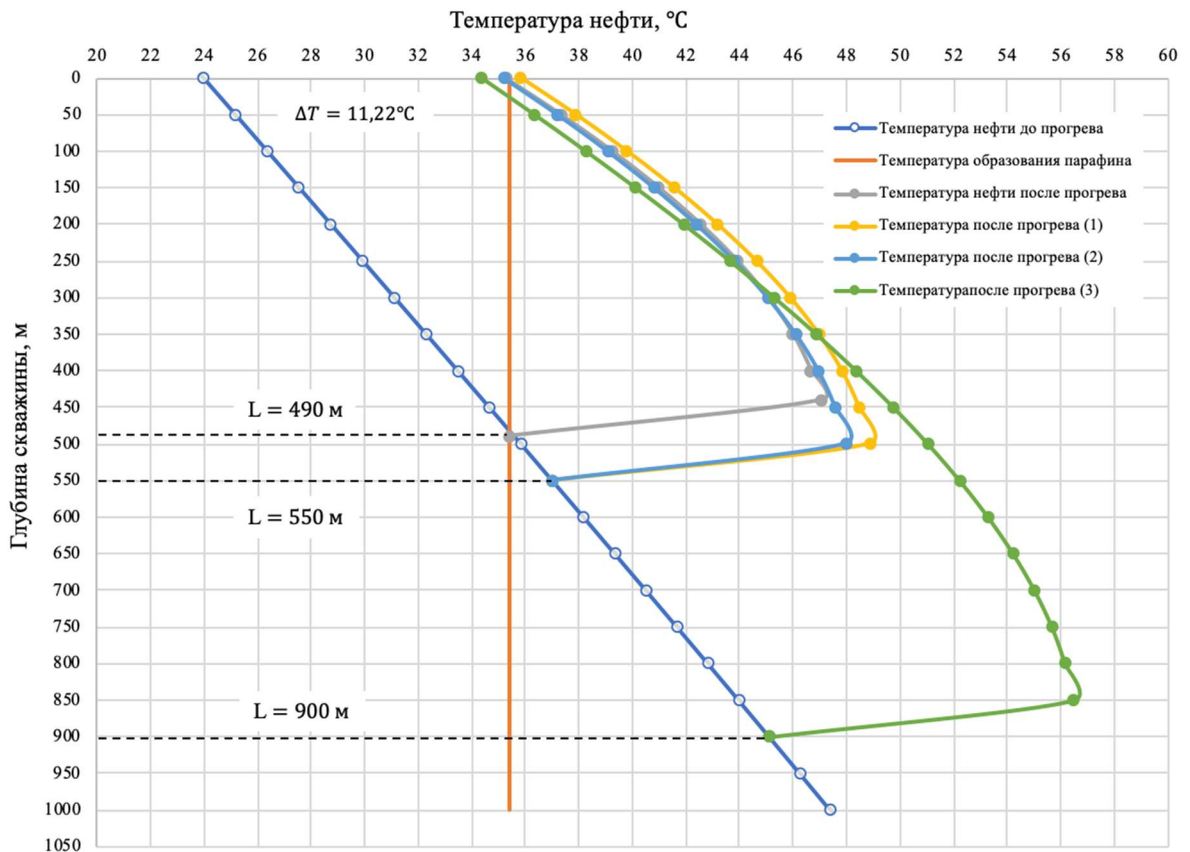


Рисунок 3.24 – Влияние длины греющего кабеля на изменение температуры нефти в скважине

Из рисунка 3.24 видно, что при увеличении длины греющего кабеля до 550 м при выбранной установленной мощности на устье скважины наблюдается перегрев на устье нефтяной скважины. Таким образом, при увеличении длины кабеля возможно снижение установленной мощности ФЭУ.

Для расчета коэффициента установленной номинальной мощности ФЭУ за базисное значение принята мощность ФЭУ, равна 43 кВт.

Коэффициент установленной мощности ФЭУ рассчитывается по формуле 3.10:

$$K_P = \frac{P}{P(l)}, \quad (3.10)$$

где K_P – коэффициент установленной мощности;

P – установленная мощность ФЭУ, Вт;

$P(l)$ – базисное значение установленной мощности ФЭУ, Вт.

Для расчета коэффициента длины электрического греющего кабеля за базисное значение принята длина кабеля, соответствующая точке парафинообразования (расчетная длина кабеля – 490 м).

Коэффициент длины электрического греющего кабеля рассчитывается по формуле 3.11:

$$K_l = \frac{l}{l(T_{по})}, \quad (3.11)$$

где K_P – коэффициент длины электрического греющего кабеля;

l – расчетная длина электрического греющего кабеля, м;

$P(l)$ – базисное значение длина электрического греющего кабеля, м.

По результатам математического моделирования процесса электротермического прогрева нефтяной скважины с помощью электрического греющего кабеля с питанием от автономной ФЭУ, получена зависимость коэффициента установленной номинальной мощности ФЭУ от коэффициента длины электрического греющего кабеля, представленная на рисунке 3.25.

Из графика на рисунке 3.25, что спуск электрического греющего кабеля ниже расчетной точки парафинообразования до 12,5% обеспечивает снижение установленной мощности ФЭУ более 2%.

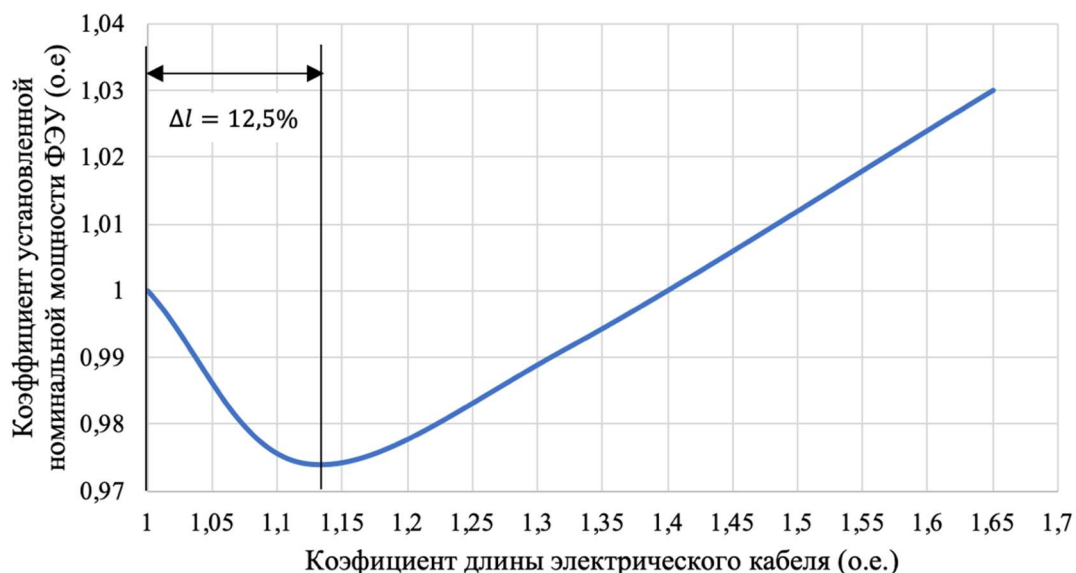


Рисунок 3.25 – Зависимость установленной мощности ФЭУ от длины электрического греющего кабеля

На основании установленных зависимостей на рисунках 3.22 и 3.25 должен производиться выбор достаточной номинальной мощности ФЭУ в составе автономного ЭТК для депарафинизации нефтяной скважины.

3.5 Экспериментальные исследования работы электротехнического комплекса с фотоэлектрической установкой

На экспериментальном стенде в Политехническом университете Мадрида (Испания) была проведена серия экспериментов по определению адекватности проведенных математических и имитационных исследований работы автономного ЭТК с ФЭУ (рисунок 3.26).

На рисунке 3.27 в состав экспериментальной установки входит:

1. Калибратор напряжения Atersa 65mV.
2. Поликристаллическая ФЭП Kyocera 87 Вт.
3. DC/DC преобразователь напряжения с MPPT алгоритмом.
4. Резистивный электрический греющий кабель 16 Вт/м.
5. Термистор.
6. Парафин товарного вида.

Суммарное солнечное излучение в месте установки ФЭУ фиксировалось с помощью калибратора солнечного излучения Atersa 65mV. Технические

характеристики: измерение солнечной радиации: от 0 до 1250 Вт/мм²;
 выходное напряжение: от 0 до 0,81 мВ; погрешность измерения: 2,2%.

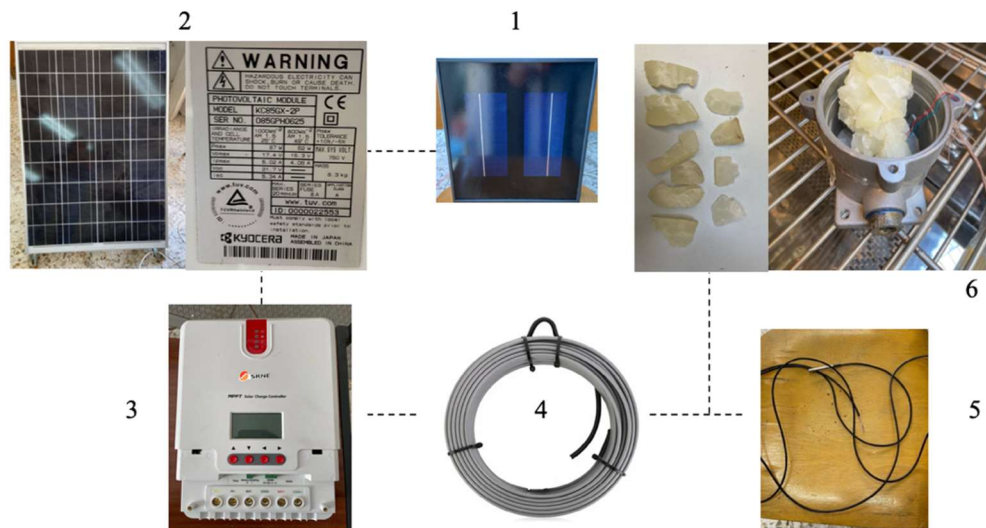


Рисунок 3.26 – Экспериментальная установка ЭТК с ФЭУ

Измерения проводились в реальных условиях освещенности. Месторасположение объекта – 40° с.ш., 3° з.д. Данные передавались на ПК с помощью цифрового осциллографа PicoScope 2000Series с частотой 0,1с. Результаты измерений мгновенного напряжения калибратора представлены на рисунке 3.27. Напряжение калибратора эквивалентно солнечному излучению в пропорции 65мВ~1000 Вт.

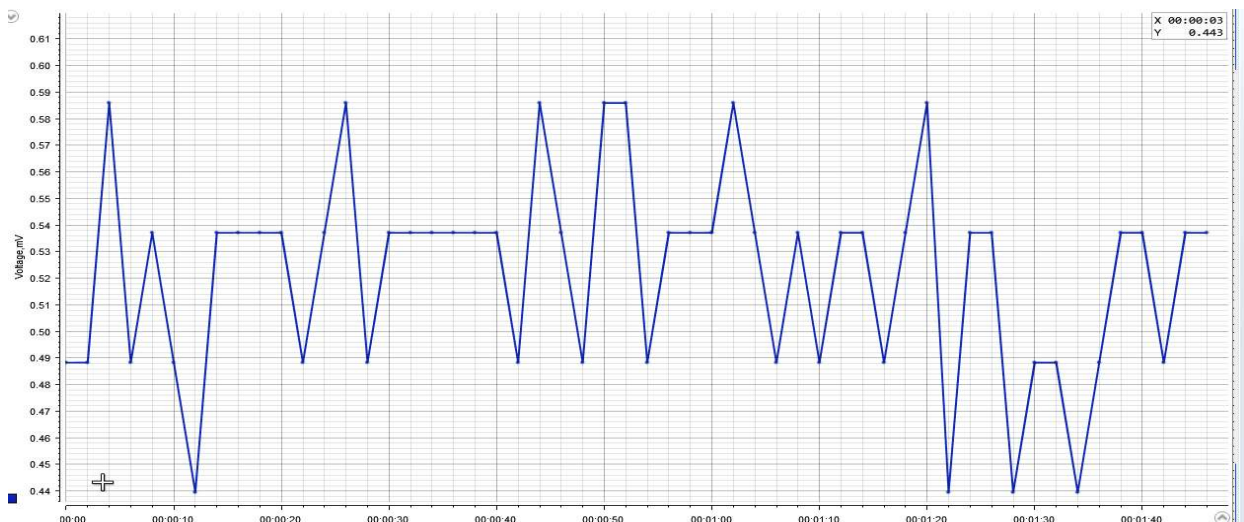


Рисунок 3.27 – Изменение напряжения калибратора: угол наклона калибратора – 52°; дата измерений – 01.07.2021

В таблице 3.2. представлено рассчитанное солнечное излучение, эквивалентное напряжению калибратора, представленному на рисунке 3.26.

Таблица 3.2 – Изменение солнечного излучения

Время	12:20	12:21	12:22	12:23	12:24	12:25	12:26	12:27	12:28	12:29
Напряжение калибратора, В	0,49	0,49	0,59	0,49	0,54	0,49	0,44	0,54	0,54	0,54
Эквивалентное солнечное излучение, Вт	751	751	901	751	826	751	676	826	826	826
Время	12:30	12:31	12:32	12:33	12:34	12:35	12:36	12:37	12:38	12:39
Напряжение калибратора, В	0,54	0,49	0,54	0,59	0,49	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
Эквивалентное солнечное излучение, Вт	826	751	826	901	751	826	826	826	826	826
Время	12:40	12:41	12:42	12:43	12:44	12:45	12:46	12:47	12:48	12:49
Напряжение калибратора, В	0,54	0,49	0,59	0,54	0,49	0,59	0,59	0,49	0,54	0,54
Эквивалентное солнечное излучение, Вт	826	751	901	826	751	901	901	751	826	826
Время	13:50	13:51	13:52	13:53	13:54	13:55	13:56	13:57	13:58	13:59
Напряжение калибратора, В	0,54	0,59	0,54	0,49	0,54	0,49	0,54	0,54	0,49	0,54
Эквивалентное солнечное излучение, Вт	826	901	826	751	826	751	826	826	751	826
Время	14:00	14:01	14:02	14:03	14:04	14:05	14:06	14:07	14:08	14:09
Напряжение калибратора, В	0,59	0,44	0,54	0,54	0,44	0,49	0,49	0,44	0,49	0,54
Эквивалентное солнечное излучение, Вт	901	676	826	826	676	751	751	676	751	826

Результаты измерений суммарного солнечного излучения в течение дня на 1 и 2 июля 2021 представлены на рисунках 3.28 и 3.29 соответственно.

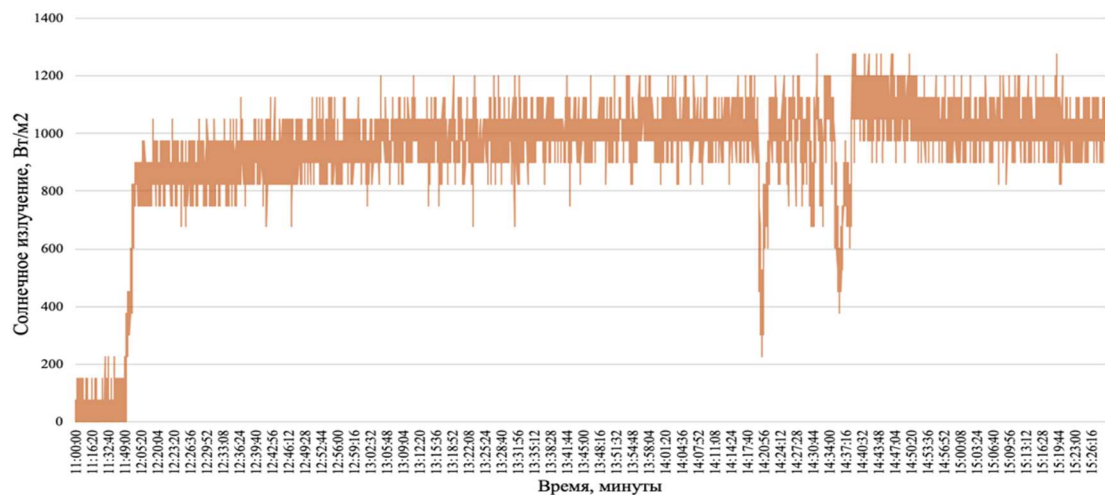


Рисунок 3.28 – Результаты изменений суммарного изменения солнечного излучения: угол наклона калибратора – 52°; дата измерений – 01.07.2021

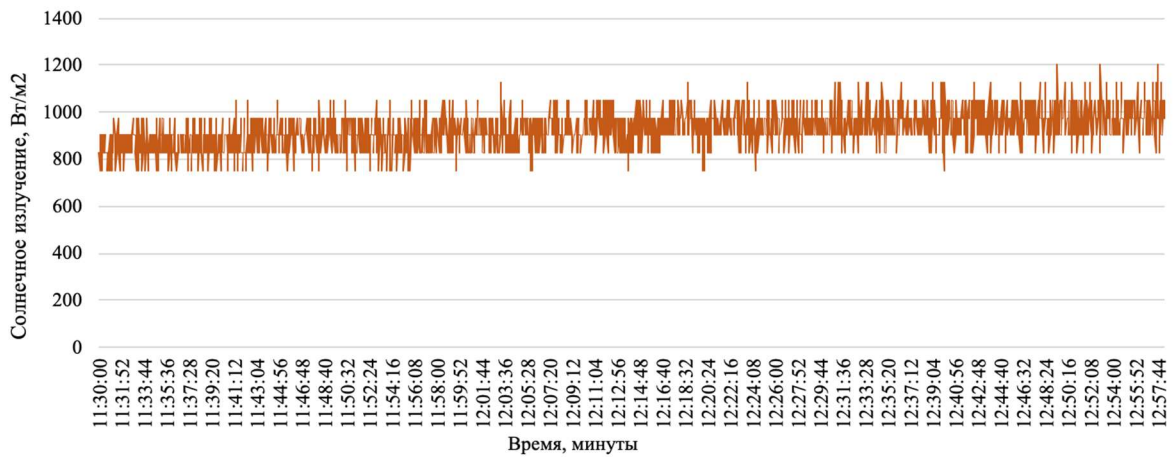


Рисунок 3.29 – Результаты изменений суммарного изменения солнечного излучения: угол наклона калибратора – 52° ; дата измерений – 02.07.2021

Полученные экспериментальные данные прихода солнечного излучения сравнены с результатами математического моделирования стохастического изменения солнечного излучения в разделе 2 по уравнению 2.27 с модификацией автора. Сходимость результатов составила 87%.

В ходе экспериментальных исследования были получены зависимости изменения солнечного излучения от угла наклона ФЭП. Результаты для трех различных углов наклона (0° , 30° , 60°) представлены на рисунке 3.30.

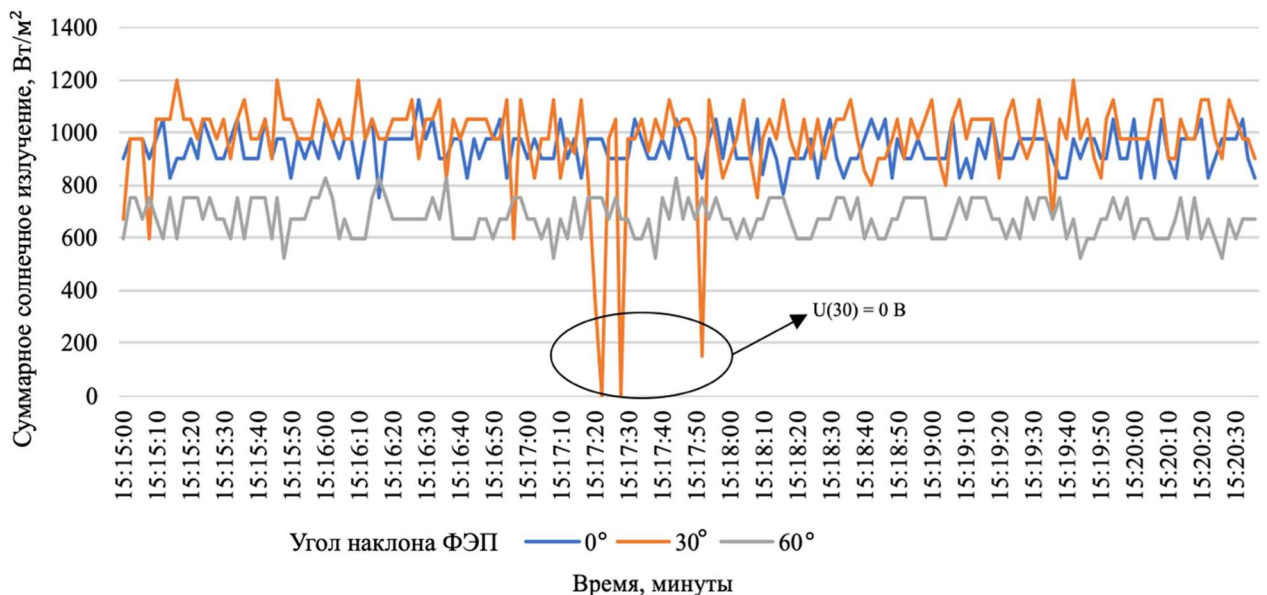


Рисунок 3.30 – Зависимость солнечного излучения от угла наклона ФЭП

На рисунке 3.30 видно, что в ходе снятия данных с калибратора, установленного под углом 30° в период с 15:17:10 по 15:17:50 записаны провалы напряжения на калибраторе. Однако на калибраторах, установленных

под углом 0° и 60° в данный период времени полученные значения напряжения эквиваленты солнечному излучению. Таким образом, провалы напряжения, представленные на рисунке 3.31, где напряжение калибратора $U(30) = 0$ В не учитываются. Полученные результаты подтверждают адекватность имитационного моделирования изменения угла наклона ФЭП, представленного на рисунках 3.19, 3.20.

В качестве основного источника электроснабжения лабораторного ЭТК с ФЭУ использованы поликристаллические ФЭП мощностью 87 Вт. Параметры используемой ФЭП: максимальное рабочее напряжение 17,4 В; максимальный рабочий ток 5,02 А; Напряжение холостого хода 21,7 В; Ток короткого замыкания 5,34 А; КПД 17,3%. Две ФЭП мощностью 87 Вт соединены последовательно между собой.

Для оценки генерации электроэнергии в ходе экспериментального исследования были получены зависимости вольтамперной характеристики от затенённости рабочей поверхности ФЭП.

Измерения проводились в реальных условиях освещенности. Месторасположение исследуемого объекта – 40° с.ш., 3° з.д.

На рисунке 3.31 представлены 4 вольтамперные характеристики ФЭП для различных случаев. При затенении ФЭП более чем на 75% напряжение уменьшается более, чем в 4 раза. При этом от положения тени значения практически не менялись.

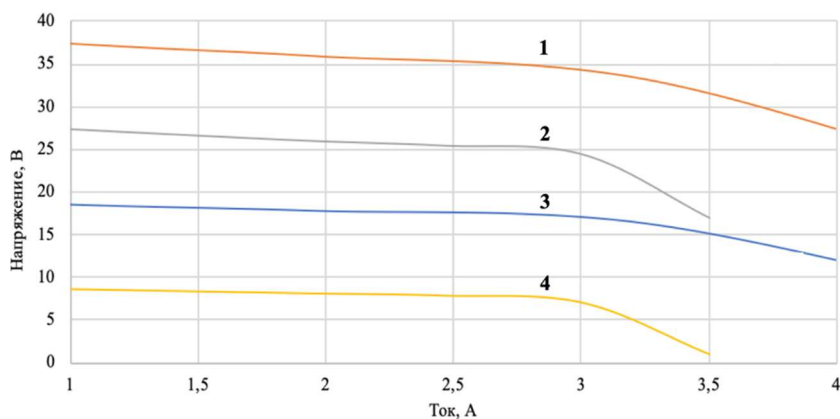


Рисунок 3.31 – Вольтамперная характеристика ФЭП: 1 – затененность отсутствует; 2 – затененность 25%; 3 – затененность 50%; 4 – затененность 75%

В ходе исследования была проведена оценка изменения температуры электрического греющего кабеля с использованием датчиков температуры. Данные передавались на ПК с помощью цифрового осциллографа PicoScope 2000Series в dSpace. Экспериментальные зависимости температуры электрического греющего кабеля от сопротивления термисторов представлены на рисунке 3.32.

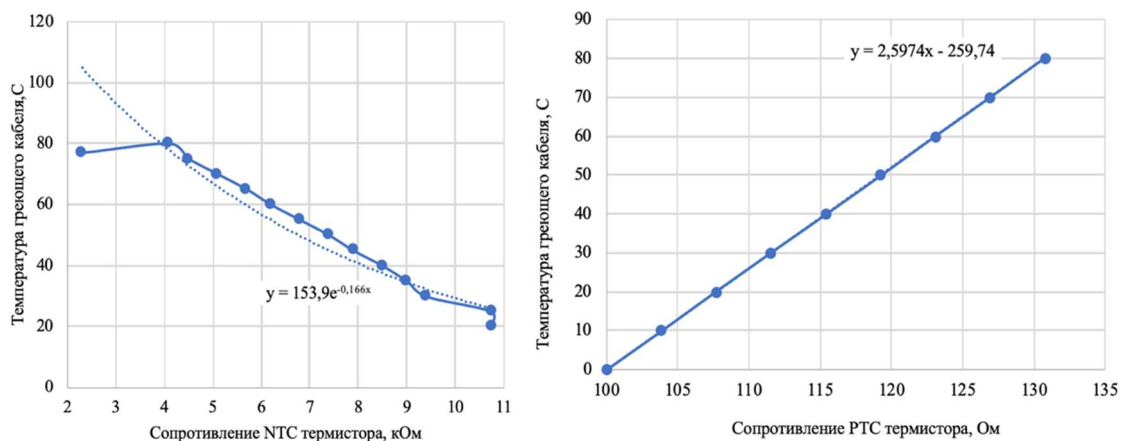


Рисунок 3.32 – Зависимости температуры электрического греющего кабеля от сопротивления термисторов

На рисунке 3.32 прерывистой линией обозначена линия тренда, сплошной линией зависимость температуры электрического греющего кабеля от сопротивления термисторов. В термисторе NTC (с отрицательным температурным коэффициентом) сопротивление уменьшается с увеличением его температуры. В термисторе PTC (с положительным температурным коэффициентом) сопротивление увеличивается с увеличением его температуры.

Экспериментальные исследования процесса плавления ПО проводились в тепловой камере с применением парафина товарного вида. На рисунке 3.33 представлен график изменение температуры парафиновых отложений в течение заданного периода исследования.

На рисунке 3.33 представлены 4 этапа изменения состояния парафина: 1 – толщина парафина не меняется, температура парафина увеличивается до 39 °C; 2 – парафин начинает изменять структуру, становится пластичным, температура парафина увеличивается до 50 °C; 3 – парафин начинает

переходить из твердого состояния в жидкое, толщина парафина резко снижается при повышении температуры, температура парафина увеличивается до 55 °С, труба нагревается медленнее парафина на 8 °С; 4 – парафины полностью расплавлены.

Начальная толщина парафина составляла 2,5 см, начальная температура окружающей среды 26 °С. За 23 минуты нагрева парафин был полностью расплавлен. Экспериментальная температура плавления парафина составила 50 °С, а температура кристаллизации 36 °С.

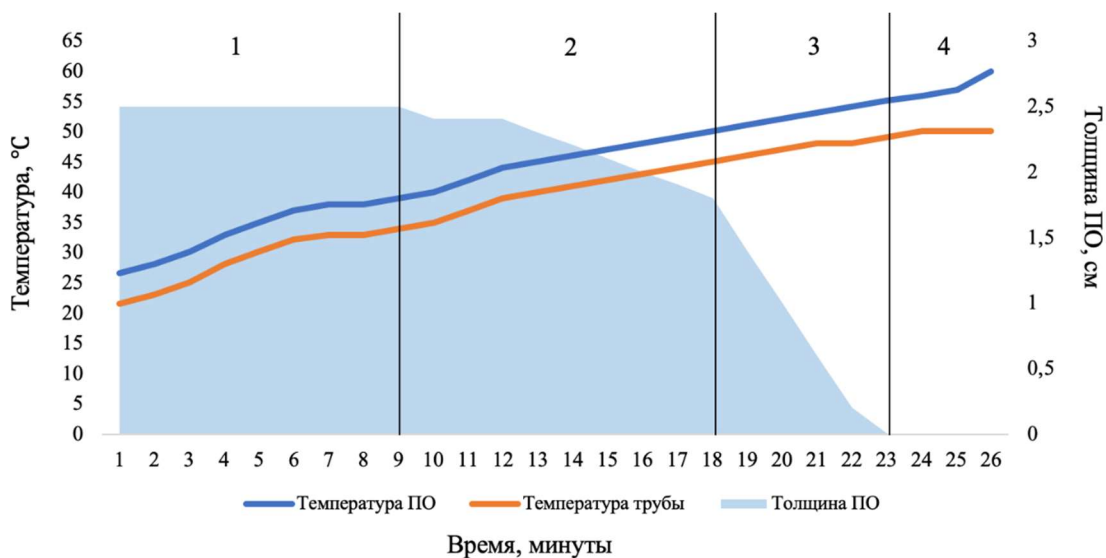


Рисунок 3.33 – Изменение толщины парафина от температуры

3.6 Выводы по Главе 3

Основные результаты, полученные в главе 3, заключаются в следующем:

1. Разработана имитационная модель автономного ЭТК с ФЭУ, преобразователем напряжения с МРРТ-алгоритмом и электрическим греющим кабелем и проведена оценка выработки электроэнергии с учетом актуальных исходных данных параметров ФЭП.

2. Выявлены зависимости процесса депарафинизации нефтяной скважины от годовой выработки электрической энергии ФЭУ. Доказано, что в течение года толщина стенки парафина не превышает допустимых значений (9 мм) при диаметре НКТ нефтяной скважины 63 мм.

3. На основании установленных зависимостей образования и плавления парафиновых отложений от годовой выработки энергии ФЭУ доказана возможность ее использования для электропитания автономного ЭТК при компенсации стохастического характера солнечного излучения за счет времени МОП (30 дней для концентрации 5%). Установлены оптимальные параметры ЭТК с ФЭУ, при которых обеспечивается параметрическая достаточность ЭТК и отсутствует период простоя нефтяной скважины.

4. Экспериментальные исследования подтвердили адекватность компьютерного и имитационного моделирования ЭТК с ФЭУ. Сходимость результатов составила 87 %.

ГЛАВА 4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

4.1 Методика обоснования структуры ЭТК с ФЭУ для депарафинизации нефтяных скважин

Электрическая схема автономного ЭТК с ФЭУ, преобразователем напряжения с МРРТ алгоритмом отслеживания точки максимальной мощности и электрическим греющим кабелем, представлена на рисунке 4.1.

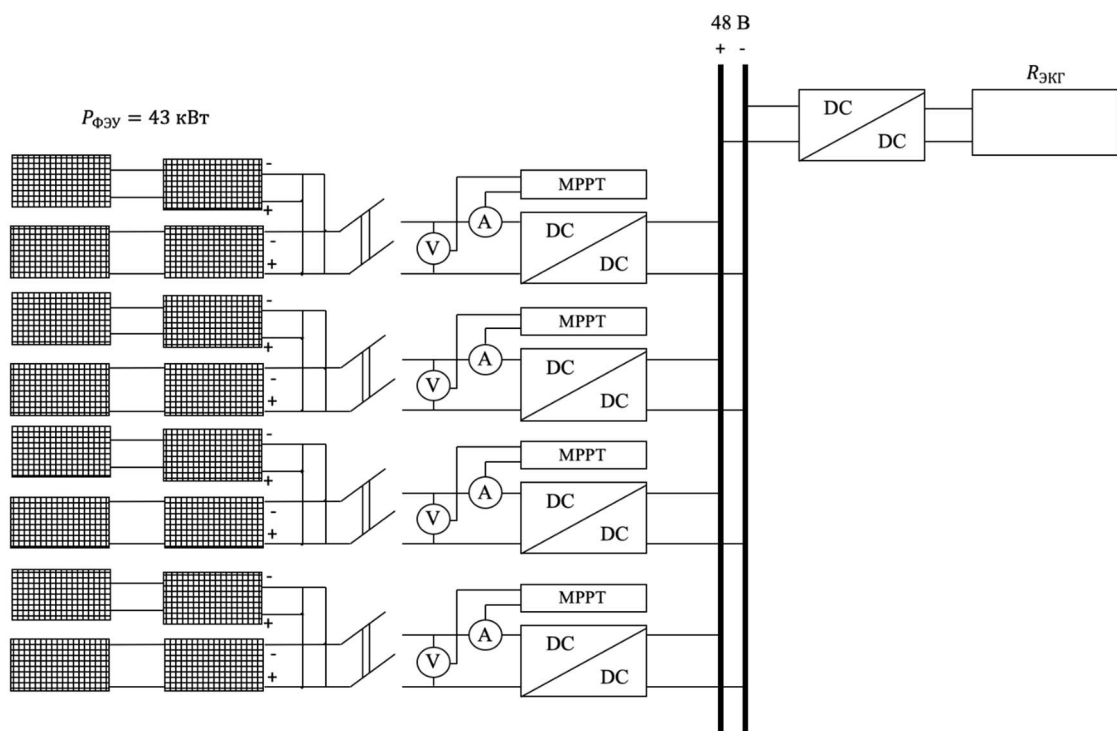


Рисунок 4.1 – Электрическая схема автономного ЭТК с ФЭУ для депарафинизации
нефтяных скважин

В предлагаемой схеме автономного ЭТК основным источником электроэнергии служит ФЭУ. Необходимое количество ФЭП и DC/DC преобразователей определяется необходимым количеством электроэнергии для электроснабжения электрического греющего кабеля с учетом единичных номинальных мощностей ФЭП [11].

На основании проведенных исследований была разработана методика обоснования структуры и параметров автономного ЭТК с ФЭУ с учётом физико-химических свойств нефти, характеристик эксплуатации нефтяной

скважины, вариации солнечного излучения в месте размещения при фонтанном и механизированном способе добычи нефти, представленная в главах 2 и 3. Алгоритм разработанной методики можно представить, как показано на рисунке 4.2.

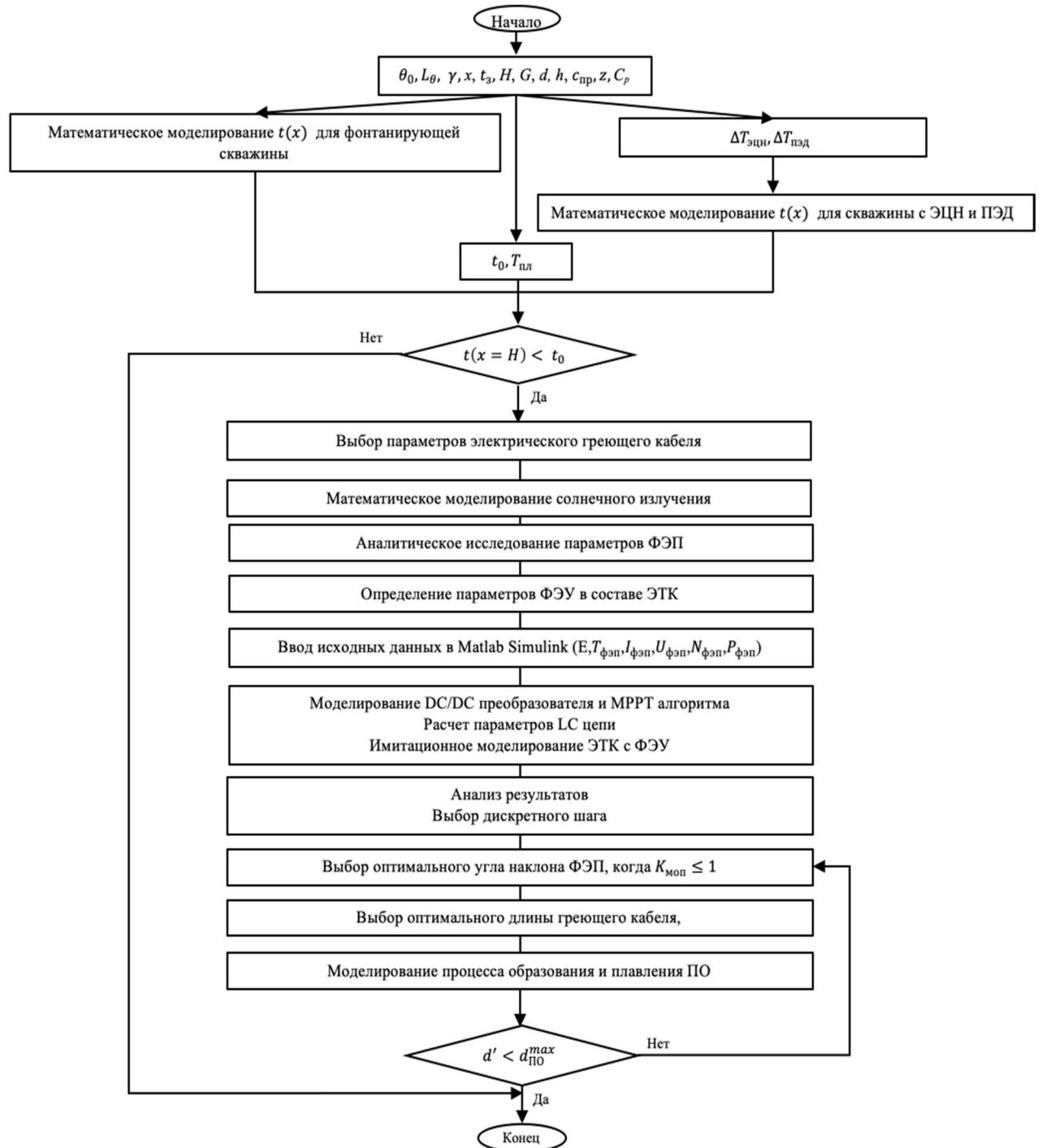


Рисунок 4.2 – Алгоритм методики обоснования структуры и параметров автономного ЭТК с ФЭУ для депарафинизации нефтяных скважин

Топология автономного ЭТК с ФЭУ может варьироваться с использованием средств силовой электроники (согласующих DC/DC преобразователей) с целью минимизации габаритов и количества компонентных блоков в зависимости от необходимости наращивания или сокращения генерирующих мощностей.

Алгоритм методики учета стохастического изменения солнечного излучения, полученной в главе 2, можно представить, как показано на рисунке 4.3.

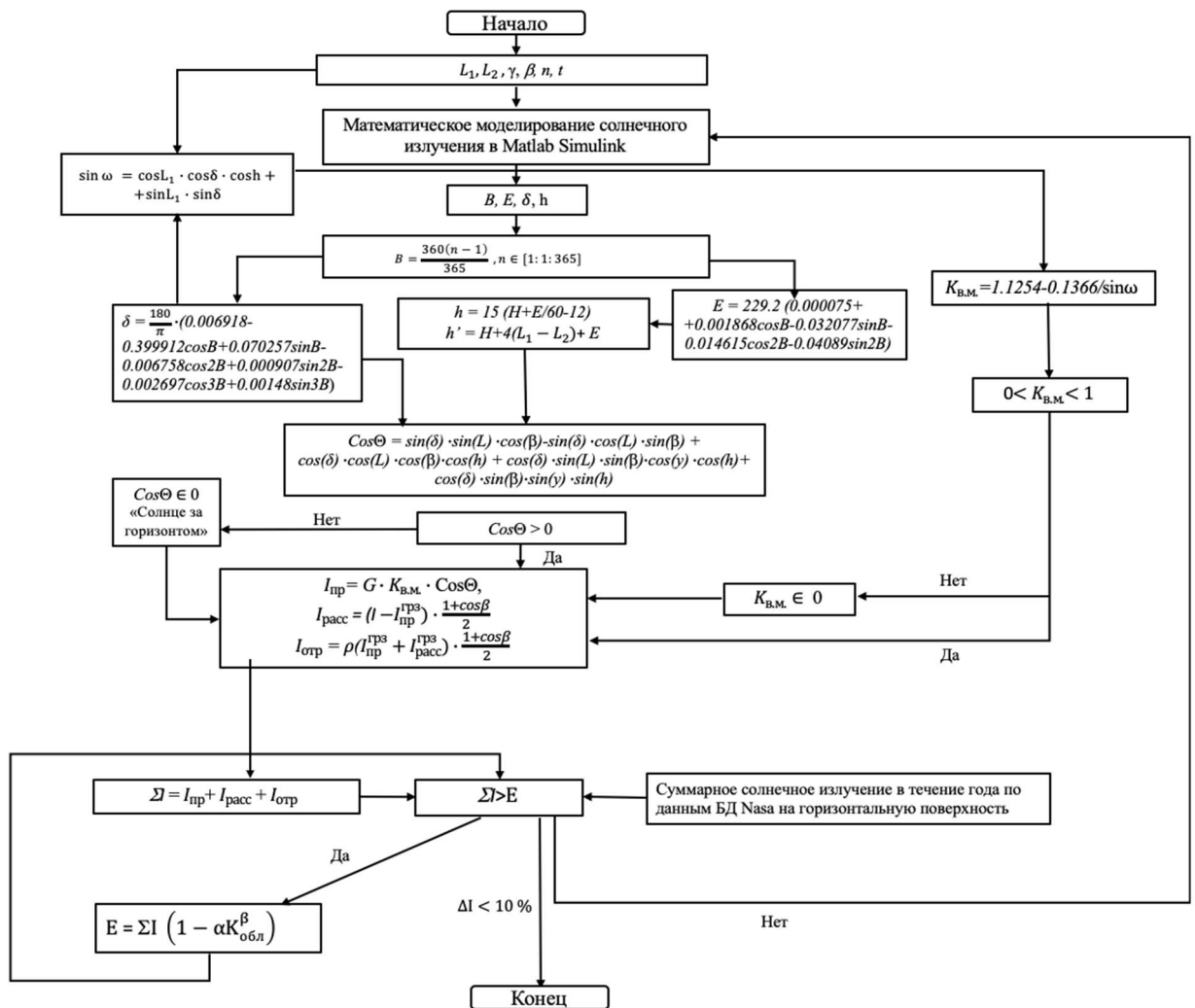


Рисунок 4.3 – Алгоритм стохастической модели учета изменения суммарного солнечного излучения

Разработанная методика выбора параметров ЭТК обеспечит:

- переход от рассмотрения статических режимов работы ЭТК или детерминированных воздействий (уровня поступления солнечного излучения) к квази-динамическим режимам и стохастическим воздействиям;

- корректное вероятностное моделирование уровня поступления солнечного излучения на горизонтальную поверхность с заданным шагом дискретизации и интервалом моделирования;

- обоснованный выбор шага дискретизации 1 час и интервалом моделирования от года до нескольких лет;

- учет дискретности вариации паспортных параметров и количества основного энергетического оборудования (ФЭП).

- обоснование выбора параметров ЭТК с ФЭУ с учетом прогнозирования процесса депарафинизации нефтяных скважин и выполнения граничных условий.

Таким образом, разработанная методика обоснования состава и выбора параметров ЭТК с ФЭУ позволит на основе выбранных критериев (экономических, технических, экологических, социальных) оптимизировать жизненный цикл комплекса путем определения рационального состава, структуры, параметров и алгоритмов управления.

4.2 Технико-экономическое обоснование использования ФЭУ в составе автономного ЭТК

На основании алгоритма методики выбора состава и параметров ЭТК с ФЭУ, представленных на рисунках 4.2 и 4.3, возможно определение технико-экономических показателей эффективности применения системы депарафинизации нефтяных скважин.

На основании проведенного анализа параметров ФЭП в главе 2, в работе в качестве источника электроснабжения выбраны гетероструктурные ФЭП российского производства.

Для обоснования экономической эффективности необходимо произвести расчет капитальных затрат на внедрение ЭТК с ФЭУ. Электрический греющий кабель не учитывается в капитальных затратах, тк рассматривается замена источника электропитания. В структуру капитальных расходов на создание автономного ЭТК входят:

- ФЭП (гетероструктурные ФЭП номинальной мощностью 380 Вт);
- MC4 коннекторы (кабели, предназначенные для соединения ФЭП в единую цепь при параллельном или последовательном соединении);
- опорные конструкции для крепления ФЭП на земле под установленным углом наклона под 60 градусов;
- электрический щит (распределительное устройство);
- DC/DC-преобразователь с MPPT алгоритмом;
- датчики температуры нефти и температуры греющего кабеля;
- система пожаротушения;
- строительные-монтажные работы по установке ФЭУ (20% от стоимости оборудования) [35].

Таблица 4.1 – Капитальные затраты на строительство ЭТК с ФЭУ

Наименование оборудования	Оборудование		
	Кол-во, шт.	Цена, тыс. руб.	Стоимость, тыс. руб.
Гетероструктурная ФЭП HVL-305/HJT	114	15,49	1765,86
MC4 коннекторы	114	0,147	16,758
Опорные конструкции для ФЭП НОР-GM1	10	25,2	252
Контроллер MPPT TRACER 8420AN	4	39,9	159,5
Система пожаротушения	1	10	10
Датчики температуры	2	5,5	11
Итого	-	-	2 592,62
Строительно-монтажные работы по установке ФЭС	18% от затрат на оборудование	-	398,74
Итого			2614

Стоимость разработки автономного ЭТК с питанием от ФЭУ составит 2614 тыс. рублей. Плановая величина капитальных затрат на строительство ЭТК с ФЭУ составляет 60,8 тыс. руб./кВт. По оценкам вводимых в эксплуатацию проектов в Астраханской области плановая величина иных проектов внедрения солнечных электростанций составляет от 112 тыс. рублей до 115 тыс. рублей за 1 кВт установленной мощности.

К основным критериям экономической эффективности солнечных электроустановок относятся приведенные годовые затраты на 1кВт установленной мощности ФЭУ и стоимость 1 кВтч электроэнергии. Данный критерий определяется по формуле 4.1:

$$\Gamma З = \frac{P_n K + C}{P}, \quad (4.1)$$

где $\Gamma З$ – годовые затраты, руб/год;

P – установленная мощность ФЭУ, кВт;

K – общие капиталовложения, руб;

C – годовые эксплуатационные расходы, руб;

P_n – нормативный коэффициент рентабельности определяется по формуле 4.2:

$$P_n = \frac{1}{T}, \quad (4.2)$$

где T – экономический срок службы ФЭУ (лет).

В качестве T принимается период 25 лет в соответствии с заявленными сроками эксплуатации производителем. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Эксплуатационные расходы

Тип расходов	Сумма
Удельные расходы на оплату труда в год, тыс. руб.	408
Фонд пенсионного страхования (22%), тыс. руб.	89,8
Фонд социального страхования (2,9%), тыс. руб.	11,8
Фонд медицинского страхования (5,1%), тыс. руб.	20,8
Отчисления на страхование от несчастных случаев и проф. заболеваний (3 класс 0,4%), тыс. руб.	1,6
Амортизация, тыс. руб.	12,4
Итого	544,4

Приведенные годовые затрат на 1 кВт установленной мощности рассчитываются по формуле 4.1 и составляют:

$$\Gamma З = \frac{0,04 \cdot 2\,613\,960 + 544\,422,74}{43} = 15\,092 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}.$$

Себестоимость 1 кВтч электроэнергии от ФЭУ рассчитывается по формуле 4.3:

$$СБ = \frac{P_H K + C}{W}, \quad (4.3)$$

где СБ – себестоимость электроэнергии от ФЭУ, руб;

W – общее количество электроэнергии, вырабатываемое ФЭУ в течение года.

Себестоимость электроэнергии на конец первого года использования ФЭУ составит:

$$СБ_{1 \text{ год}} = 10,77 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}.$$

С учетом деградации солнечных панелей предполагаемая себестоимость электроэнергии от ФЭУ будет увеличена до $12,88 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$. График себестоимости представлен на рисунке 4.4.

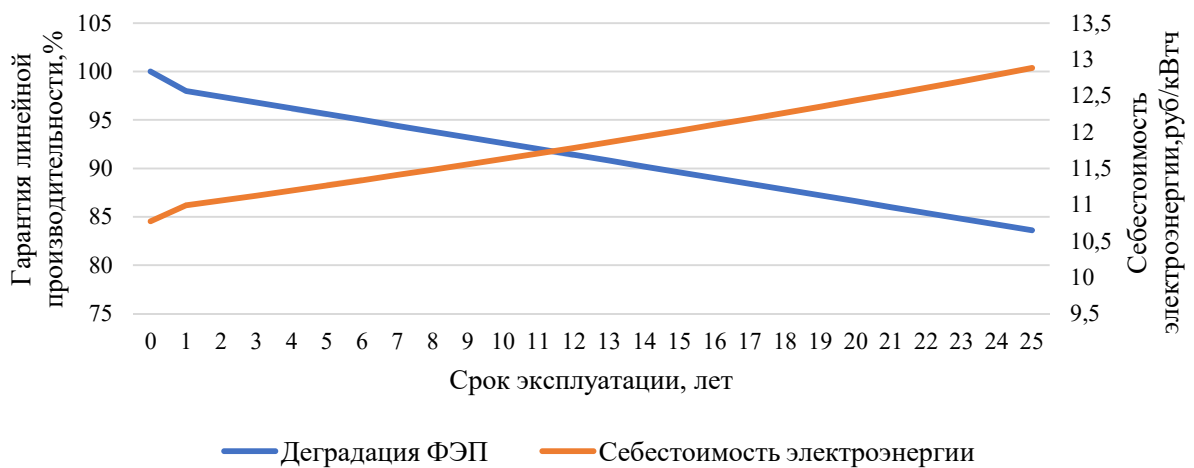


Рисунок 4.4 – Себестоимость электроэнергии от ФЭУ

При внедрении автономного ЭТК с ФЭУ необходимо рассматривать комплекс с позиций потребителя, выбирающего между покупкой энергии по розничной цене (в ряде случаев также с затратами на технологическое подключение к сети) и установкой собственной автономной системы, позволяющей исключить затраты на потребление энергии.

Для экономической оценки возможности применения разрабатываемого автономного ЭТК с ФЭУ для депарафинизации нефтяных скважин можно использовать чистый дисконтированный доход (ЧДД), который рассчитывается по формуле 4.4 [11]:

$$ЧДД = \left(\frac{B_1}{1+r} + \frac{B_2}{1+r^2} + \dots + \frac{B_n}{1+r^n} \right) - I_0, \quad (4.4)$$

где B_1, B_2, \dots, B_n – текущий эффект от работы ФЭУ за каждый год;

n – срок службы ФЭУ;

r – реальная процентная ставка;

I_0 – капитальные затраты на строительство ЭТК с ФЭУ без учета электрического греющего кабеля.

Предположим, что оборудование для ЭТК будет закупаться за счет заемных средств в банке под определенный процент и возвращаться в дальнейшем с учетом существующего уровня инфляции. Расчет выполним исходя из возможности получения кредита по заемной ставке $n_r=20\%$ и показателя инфляции $b=11,94\%$ на 2022 г. [33]. Таким образом, реальная процентная ставка r , определяемая выражением $r=(n_r-b)/(1+b)$ составит около 8% [11].

Текущий эффект от работы ФЭУ за каждый год рассчитывается как разница между доходом от реализованной по тарифу электрической энергии и эксплуатационными расходами, представленными в таблице 4.2. Тариф на электроэнергию для Астраханской области – 5,95 кВт·ч/руб. Изменение тарифа закладывает с учетом ежегодного роста на 9%.

Текущий эффект рассчитывается по формуле 4.5:

$$B_i = W \cdot f \cdot \frac{\Delta f}{100} - C, \quad (4.5)$$

где B_i – эффект от работы ФЭУ за каждый год, руб.;

W – потребление электроэнергии за год, МВт·ч;

f – тариф на электроэнергию, кВт·ч/руб.;

Δf – ежегодное изменение тарифа, %.

C – годовые эксплуатационные расходы, руб.;

По результатам расчетов срок окупаемости автономного ЭТК с ФЭУ, как источника электропитания электрического греющего кабеля, составил 6,8 лет. График срока окупаемости представлен на рисунке 4.5.

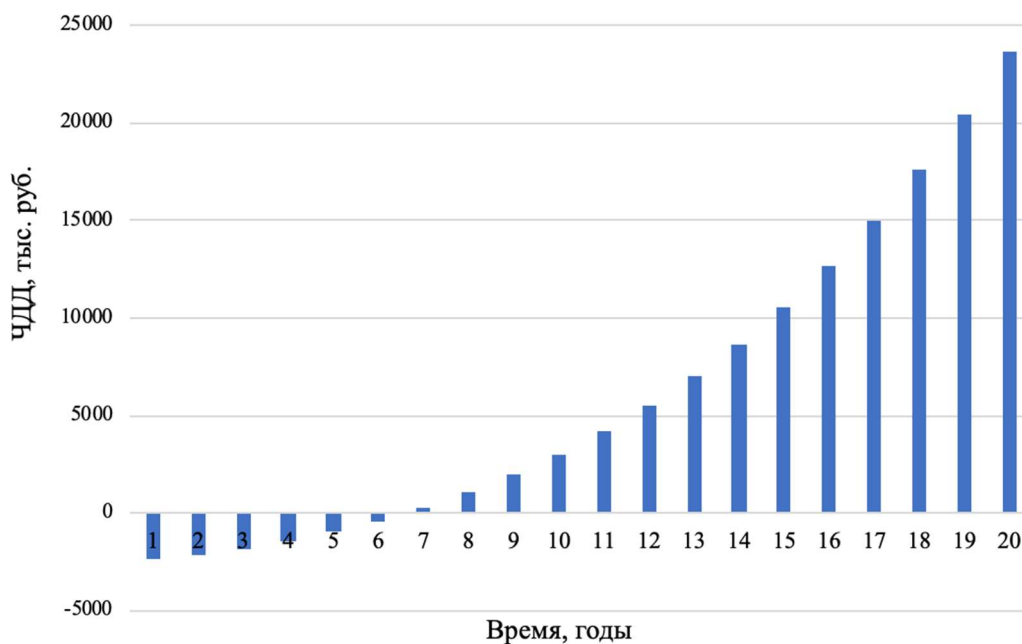


Рисунок 4.5 - Срок окупаемости ЭТК с ФЭУ

По данным производителя солнечных электростанций известно, что «автономные ФЭУ нельзя рассматривать как экономически выгодную альтернативу сетевой генерации». Однако это связано с высокой стоимостью капитальных вложений при использовании автономной ФЭУ с АКБ. В работе доказана возможность применения автономной ФЭУ в качестве единственного источника электроснабжения и рассчитанный срок окупаемости сопоставим с окупаемостью сетевой ФЭУ. Сроки окупаемости сетевых солнечных станций в зависимости от типа потребителя будут варьироваться от 5 до 8-10 лет.

4.3 Оценка экологического воздействия использования разработанного ЭТК на окружающую среду

В работе рассмотрены различные способы реализации тепловых методов воздействия на ПО на стенках НКТ нефтяных скважин.

Структура комплекса для борьбы с ПО на стенках НКТ в нефтяной скважине представлена на рисунке 4.6.

Комплекс включает в себя: источник энергии (электрический или тепловой), передающую систему (линия электропередачи

высокого/среднего/низкого напряжения или паропровод), нагревательный элемент (греющий кабель или пар).

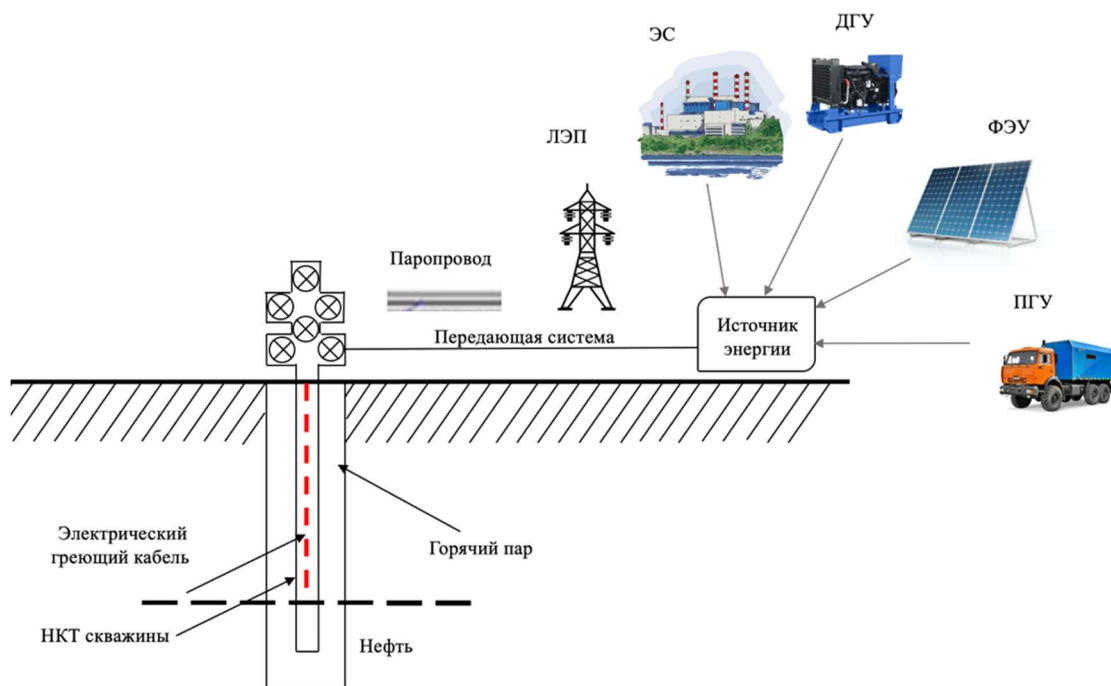


Рисунок 4.6 – Структура термического комплекса для борьбы с ПО на стенках НКТ в нефтяной скважине [16]

1. Паротермический: применение парогенераторной установки (ПГУ) для закачки пара в затрубное пространство скважины. В результате происходит периодическое тепловое воздействие и ликвидация накопившихся ПО в скважине. Котельная установка для получения водяного пара работает за счет сжигания дизельного топлива.

2. Электротермический (сетевое электроснабжение): применение греющего кабеля, размещаемого внутри НКТ. В результате происходит постоянное тепловое воздействие и предотвращение образования ПО в скважине. Подключение организовано от единой энергосистемы.

3. Электротермический (автономного электроснабжение): применение греющего кабеля, размещаемого внутри НКТ. В результате происходит постоянное тепловое воздействие и предотвращение образования ПО в скважине. Источником питания является дизель-генераторная установка (ДГУ) с использованием электросетей различного уровня напряжений (среднего/низкого).

4. Электротермический (электрообогрев от ФЭУ): применение греющего кабеля, размещаемого внутри НКТ. В результате происходит квазипериодическое тепловое воздействие, направленное как на предотвращение образования ПО в скважине, так и на ликвидацию уже накопившихся ПО. Источником питания является ФЭУ с использованием низковольтных электросетей.

Состав систем депарафинизации нефтяных скважин представлен в таблице 4.3:

Таблица 4.3 – Состав систем депарафинизации нефтяных скважин

Тип воздействия	Источник энергии	Передающая система	Нагревательный элемент
Паротермический	ПГУ	Трубопровод для подачи пара	Пар
Электротермический (сетевое электрообогрев)	Электростанция ЕЭС страны	Электросеть высокого, среднего и низкого напряжения	Греющий кабель
Электротермический (автономного электрообогрев)	Автономная ДГУ	Электросеть среднего и низкого напряжения	Греющий кабель
Электротермический (электрообогрев от ФЭУ)	Автономная ФЭУ	Электросеть низкого напряжения	Греющий кабель

Экологическая оценка проводилась с использованием показателя эмиссии парниковых газов (ПГ), в виде эквивалентных значений углекислого газа (CO₂экв) с учетом жизненного цикла используемого оборудования.

Суммарная эмиссия ПГ от источника энергии в виде ПГУ включает в себя:

- эмиссию от производства и утилизации грузового автомобиля;
- эмиссию от производства и утилизации парового котла, размещаемого на грузовом автомобиле;
- эмиссию от производства и транспортировки топлива (дизельное топливо) для работы грузового автомобиля;
- эмиссию от эксплуатации грузового автомобиля (для перемещения машины от место стоянки к нефтяной скважине и между ними).

Количество CO₂ при производстве дизельного топлива на парообработку и транспортировку рассчитывается по формуле 4.5:

$$Pr_{CO_2} = \theta_{CO_2} \cdot (R \cdot r \cdot N + Nd \cdot H \cdot N), \quad (4.5)$$

где Pr_{CO_2} – CO₂ при производстве дизельного топлива на нужды парообработки и транспортировки, кг;

θ_{CO_2} – удельная доля CO₂ при производстве дизельного топлива для установки (процесс от скважины к резервуару), кг/л;

R – расход топлива, л/км;

r – расстояние, которое проходит грузовой автомобиль, км;

N – количество поездок в год, шт;

Nd – расход топлива, л/ч;

H – количество часов работы, ч.

Параметры ПГУ представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Параметры ПГУ [110, 119, 84]

Мощность ДВС, кВт	310
Объем бака мобильной установки, л	350
Концентрация парафина, %	5
Межочистной период, д	30
Количество паровых обработок в год, шт	12
Расстояние, км	20
Расход топлива, л/км	0,28
Время паровой обработки скважины, ч	5
Расход топлива, л/час	132
Средняя скорость движения мобильной установки, км/ч	70
Удельная доля CO ₂ при сжигании дизельного топлива, кг/л	2,58
Удельная доля CO ₂ при производстве дизельного топлива для установки (процесс от скважины к резервуару), кг/л	0,62

Количество CO₂ при эксплуатации грузового дизельного автомобиля рассчитывается по формуле 4.6:

$$T_{CO_2} = \rho_{CO_2} \cdot R \cdot l, \quad (4.6)$$

где T_{CO_2} – CO₂ при эксплуатации грузового дизельного автомобиля, кг;

ρ_{CO_2} – удельная доля CO₂ при сжигании дизельного топлива, кг/л;

R – средний расход топлива на 1 км, л/км;

l – длина пройденного пути, км.

Количество CO₂ при паровой обработке скважины:

$$P_{CO} = \rho_{CO_2} \cdot Nd \cdot H \cdot N, \quad (4.7)$$

где P_{CO_2} - CO₂ при паровой обработке скважины, кг.

С учетом выбросов при изготовлении стали, выбросы CO₂ паропровода составляет 0,1 кг [110].

МОП нефтяной скважины будет меняться в зависимости от производительности (дебита), концентрации парафиновых отложений и обводненности. При снижении МОП с 30 дней до 10 дней эмиссия ПГ существенно увеличивается. Результаты расчетов представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Суммарная эмиссия ПГ от ПГУ в зависимости от МОП

МОП, сут	30	20	10
CO ₂ при изготовлении грузовой машины, кг	108		
CO ₂ при производстве дизельного топлива, кг	4011	7594	15189
CO ₂ при эксплуатации грузового дизельного автомобиля, кг	346	527	1054
CO ₂ при паровой обработке скважины, кг	16346	24860	49721
CO ₂ на изготовление и эксплуатацию паропровода, кг	0,1		
Всего (МОП 30 дней)	20813	33091	66073

В случае подключения системы от ЕЭС страны уровень выбросов источника энергии будет определяться удельным вкладом каждой электростанции в общую сеть.

Структура выработки электроэнергии в ЕЭС России и медианное значение эмиссии ПГ с учетом жизненного цикла различных типов электростанций (производство, использование и утилизация) представлены в таблице 4.6.

В случае подключения системы от автономного источника энергии (ДГУ, ФЭУ) на удельный показатель эмиссии ПГ в значительной мере влияет:

– Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) (при повышении КИУМ удельный показатель эмиссия ПГ снижается). В работе предполагается что КИУМ ДГУ составит не менее 80%, ФЭУ не менее 14%.

– Паспортная мощность генерирующей установки (при повышении паспортной мощности удельный показатель эмиссия ПГ снижается). В работе предполагается что паспортная мощность ДГУ и ФЭУ не превышает 100 кВт.

– Место расположения (при увеличении транспортно-логистических маршрутов удельный показатель эмиссия ПГ увеличивается). В работе учитывается, что месторождения нефти находятся в удаленных и труднодоступных районах.

Таблица 4.6 – Структура выработки электроэнергии и эмиссия ПГ с учетом жизненного цикла электростанций в ЕЭС России

Тип электростанции в составе ЕЭС	Доля выработки электроэнергии (%)	Эмиссия ПГ с учетом жизненного цикла (г CO ₂ экв/кВт·ч)
Угольные	23,92	1000
Газовые	49,00	500
Гидро	17,61	80
Атомные	19,32	40
Солнечные	0,12	70
Ветровые	0,03	25

С учетом влияния данных факторов, значения эмиссии ПГ с учетом жизненного цикла различных типов автономных источников энергии представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Эмиссия ПГ с учетом жизненного цикла различных типов автономных источников энергии [84]

Тип автономного источника энергии	Эмиссия ПГ с учетом жизненного цикла (г CO ₂ экв/кВт·ч)
ДГУ	900
ФЭУ	90

Исходные данные для экологической оценки влияния состава термического комплекса для теплового воздействия на ствол нефтяной скважины, осложненной образованием ПО на стенках НКГ представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Результаты расчетов эмиссии ПГ

Параметр	ФЭУ	ДГУ	ГЭС
Концентрация парафина, %	4		
Необходимое количество э/э, кВт*ч	226		
Удельное значение выбросов CO ₂ за весь жизненный цикл, кг/кВтч	0,07	0,9	0,5
Удельное значение выбросов CO ₂ при сжигании дизельного топлива, кг/л	-	2,58	-
Расход топлива при 100% нагрузке, л/кВт*ч	-	0,247	-
Количество выбросов CO ₂ , кг	15869	115577	113354

Результаты расчетов для оценки эмиссия ПГ с учетом жизненного цикла используемого оборудования представлены на рисунке 4.7.

Наибольшую эмиссию парниковых газов можно наблюдать при использовании ДГУ в качестве источника питания или ПГУ, когда длительность МОП менее 30 дней.

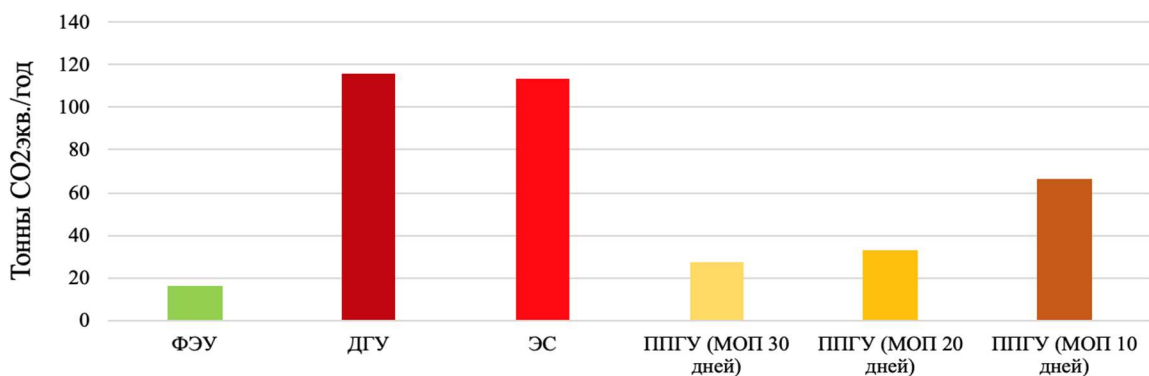


Рисунок 4.7 – Эмиссия ПГ при тепловых способах воздействия на ПО на стенках НКТ нефтяных скважин с учетом применения различных источников энергии

Из рисунка 4.7 видно, что при использовании ФЭУ в качестве источника питания автономного ЭТК эмиссия ПГ с учетом жизненного цикла используемого оборудования будет минимальна.

4.4 Выводы по Главе 4

Основные результаты, полученные в главе 4, заключаются в следующем:

1. На основании методики выбора состава и параметров автономного ЭТК с ФЭУ для депарафинизации нефтяных скважин было определено технико-экономическое обоснование применения ЭТК с ФЭУ. Методические

рекомендации по выбору состава электротехнического комплекса с ФЭУ и параметров односторонних ФЭП при проведении технико-экономического обоснования внедрения автономной системы электротермического прогрева нефтяных скважин внедрены в производственный процесс ООО «Научно-технический центр тонкопленочных технологий».

2. Доказана экономическая эффективность (метод дисконтированных денежных потоков) перехода с традиционных тепловых методов обработки ствола и призабойной зоны скважины на депарафинизацию ствола скважин с применением ЭТК с ФЭУ. Срок окупаемости составил 6,8 лет.

3. При применении ФЭУ в качестве источника питания автономного ЭТК объем эмиссии парниковых газов составляет менее 20 тонн CO₂ экв. в год с учетом жизненного цикла оборудования. Данный показатель для ФЭУ в 3–6 раз ниже, чем при использовании иных энергоисточников.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации предлагается новое решение актуальной научной задачи повышения энергоэффективности работы нефтяных скважин путем разработки автономного электротехнического комплекса с питанием от фотоэлектрической установки для предотвращения образования парафиновых отложений в насосно-компрессорных трубах с учетом периодических режимов работы источника электроснабжения для различных способов добычи нефти. Выполненные исследования позволяют сделать следующие выводы:

1. Проанализировано современное состояние проблемы электроснабжения нефтяных месторождений парафинистой нефти, удаленных от централизованной энергосистемы. Обоснована необходимость внедрения автономного ЭТК с ФЭУ для депарафинизации нефтяных скважин.

2. Установлены зависимости потребляемой электроэнергии для предотвращения образования ПО в нефтяных скважин при фонтанном и механизированном способах добычи нефти от выбранных на основе факторного анализа параметров характеристик эксплуатации скважины и физико-химических свойств нефти: коэффициента обводненности продукции, суточного дебита, диаметра НКТ, коэффициента теплопередачи между скважинной продукцией и горной породой.

3. Проведено математическое моделирование стохастического изменения солнечного излучения. Получено уравнение учета облачности для исследуемого региона. Отклонение расчетного солнечного излучения от действительных значений составило менее 10%, коэффициент корреляции $R = 0,923$. Установлены медианные параметры ФЭП, определены новые исходные данные для проведения имитационного моделирования. Обоснован выбор структуры и параметров ФЭУ в составе ЭТК. Для нефти с концентрацией парафина 5% длина электрического греющего кабеля составила 490 м, установленная мощность ФЭУ 43 кВт.

4. Разработана имитационная модель автономного ЭТК с ФЭУ, преобразователем напряжения с МРРТ-алгоритмом и электрическим греющим кабелем и проведена оценка выработки электроэнергии с учетом актуальных исходных данных параметров ФЭП.

5. Выявлены зависимости процесса депарафинизации нефтяной скважины от годовой выработки электроэнергии ФЭУ. Доказано, что толщина стенки парафина не превышает допустимых значений (9 мм при диаметре НКТ 63 мм). Обоснована возможность использования ФЭУ для электропитания автономного ЭТК при компенсации стохастического характера солнечного излучения за счет времени МОП (30 дней для концентрации 5%). Установлены оптимальные параметры ЭТК с ФЭУ, при которых обеспечивается параметрическая достаточность ЭТК и отсутствует период простоя нефтяной скважины.

6. Экспериментальные исследования подтвердили адекватность математического и имитационного моделирования ЭТК с ФЭУ. Сходимость результатов составила 87%.

7. На основе методики выбора состава и параметров автономного ЭТК с ФЭУ для депарафинизации нефтяных скважин было определено ТЭО применения комплекса. Доказана экологическая (метод оценки жизненного цикла оборудования) и экономическая эффективность (метод дисконтированных денежных потоков) ЭТК с ФЭУ. Срок окупаемости составил 6,8 лет.

Предложенные в диссертации методические рекомендации по выбору состава ЭТК с ФЭУ и параметров ФЭП при проведении ТЭО внедрения автономной системы электротермического прогрева нефтяных скважин внедрены в производственный процесс ООО «НТП ТПТ». Перспективным направлением темы исследований является повышение эффективности использования автономного комплекса депарафинизации нефтяных скважин за счет применения разработанной методики обоснования структуры и состава ЭТК с ФЭУ на других месторождениях парафинистой нефти и поиска условий для эксплуатации, при которых возможно полное исключение образования парафиновых отложений в водонефтяной смеси.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АКБ – аккумуляторная батарея

АРВЭ – Ассоциации развития возобновляемой энергетики

БД – база данных

БиоЭС – биоэлектростанция

ВИЭ – возобновляемые источники энергии

ВЭС – ветряная электростанция

ГеоЭС – геотермальная электростанция

ДГУ – дизель-генераторная установка

ДЭС – дизельная электростанция

ЕЭС – единая энергетическая система

КИУМ – коэффициент использования установленной мощности

КПД – коэффициент полезного действия

ЛЭП – линия электропередач

МОП – межочистой период

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ОЭС – объединенная энергосистема

ПГ – парниковые газы

ПГУ – парогенераторная установка

ПО – парафиновые отложения

ПЭД – погружной электродвигатель

САЭ – система автономного электроснабжения

СПО – спускоподъемные операции

СЭС – солнечная электростанция

СИУ – стандартные испытательные условия

ТЭК – топливно-энергетический комплекс

ТЭО – технико-экономическое обоснование

ФЭП – фотоэлектрическая панель

ФЭУ – фотоэлектрическая установка

ЭГК – электрический греющий кабель

ЭС – электрическая сеть

ЭТК – электротехнический комплекс

ЭЦН – электроцентробежный насос

BoS – balance of the system, баланс системы

GP – guaranteed power, гарантированная мощность фотоэлектрической панели

HJT - heterojunction technology, гетероструктурные фотоэлектрической панели

MPPT-алгоритм – maximum power point tracking, алгоритм поиска точки максимальной мощности

NOCT – рабочая температура фотоэлектрической панели

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамович, Б.Н. Интеллектуальная система комплексного мониторинга использования энергоресурсов и контроля уровня качества электрической энергии в условиях распределенной генерации на основе альтернативных и возобновляемых источников энергии / Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А. // Промышленная энергетика. 2014. - № 12. - С. 40-44. 15. Абрамович, Б.Н. Энергобезопасность предприятий минеральносырьевого комплекса / Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А. // Горный информационноаналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2015. - № S7. - с. 737-744.
2. Абрамович, Б.Н. Комплексная система контроля и повышения качества электрической энергии в системах электроснабжения нефтедобывающих предприятий / Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Устинов Д.А., Жуковский Ю.Л. // Энергобезопасность и энергосбережение. 2011. № 5. с. 37-40.
3. Абрамович, Б.Н. Методы и средства повышения уровня 130 энергосбережения и энергоэффективности на горных предприятиях / Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Жуковский Ю.Л. // Горное оборудование и электромеханика. 2015. № 5. с. 25-30.
4. Абрамович, Б.Н. Повышение надежности электроснабжения предприятий минерально-сырьевого комплекса. / Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Бабурин С.В., Жуковский Ю.Л. // Инженерная защита. 2016. - № 1 (12). - с. 60-68.
5. Абрамович, Б.Н. Система гарантированного электроснабжения предприятий минерально-сырьевого комплекса с использованием альтернативных и возобновляемых источников энергии / Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Устинов Д.А., Федоров А.В. // Промышленная энергетика. 2013. -№ 1. - С. 14-16.

6. Александров, А.Н. Определение температуры насыщения модельных растворов нефти парафином/ Александров, А.Н., Рогачев, М.К. // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – №6 (60).

7. Александров, А.Н. Определение температуры насыщения модельных растворов нефти парафином/ Александров, А.Н., Рогачев, М.К. // Международный научно-исследовательский журнал. – 017. – №6 (60).

8. Алиев, Р.А. Предпосылки и сравнительный анализ развития возобновляемых источников энергии нефтегазодобывающими компаниями/ Алиев Р.А., Захарчева К.С. // Вестник Евразийской науки. – 2018. – №3.

9. Альмухаметова, Э.М. Эффективность применения греющего кабеля в условиях ванкорского месторождения. /Альмухаметова, Э.М., Габдрахманов, Н.Х., Альмухаметов, Ф.Ф. [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. - №2. – с.9-17.

10. Баркалова Н. Д. Построение и исследование динамической модели проектных рисков при разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа/ Баркалова Н. Д., Комагоров В. П. // Известия ТПУ. – 2006. – №1.

11. Бельский А.А. Электротехнический комплекс с гибридной ветроэлектрической установкой гарантированного электроснабжения. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.09.13/ Бельский Алексей Анатольевич; [Место защиты: Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»]. – Санкт-Петербург. – 2013. – 156 с.

12. Бельский, А.А. Анализ параметров фотоэлектрических панелей российского производства / А.А. Бельский, Я.Э. Шклярский, **В.В. Старшая** // Известия ТулГУ. Технические науки. – 2020. – №12. – с.379-390.

13. Бельский, А.А. Моделирование электротехнического комплекса с питанием от ветро- и фотоэлектрической установки/ А.А. Бельский, А.В. Коптева, В.С. Добуш, **В.В. Старшая** // Известия ТулГУ. Технические науки. – 2020. – №2. – с.538-543.

14. Бельский, А.А. Моделирование электротехнических комплексов с питанием от ветро- и фотоэлектрических установок/ Бельский, А.А., Добуш,

В.С., Растворова, Ю.В., **Старшая, В.В.** // Международный научно-практический форум “Нефтяная столица”. – 2019. – с. 239.

15. Бельский, А.А. Оценка влияния параметров ветроэлектрической установки на эффективность энергообеспечения геологоразведочных работ/ Бельский, А.А. // Горное оборудование и электромеханика. – 2013. – №6. – с. 7-13.

16. Бельский, А.А. Оценка эмиссии углекислого газа при различных типах термического воздействия на парафиновые отложения в скважинах. / Бельский, А.А., Добуш, В.С., **Старшая, В.В.** // Международный научно-практический форум “Нефтяная столица”. – 2019. – с. 307.

17. Бельский, А.А. Применение фото- и ветроэлектрических установок для электроснабжения станций электропрогрева нефтяных скважин/ Бельский, А.А., Добуш, В.С., **Старшая, В.В.** // Проблемы освоения недр в XXI веке глазами молодых. – 2019. – с. 210-213.

18. Бельский, А.А. Электроснабжение станции нагрева нефти в скважине от ветроэлектрической установки/ Моренов В.А., Купавых К.С., Сандыга М.С. // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2019. – №62(2). – с. 146-154.

19. Бельский, А.А. Электроснабжение станций электропрогрева нефтяных скважин от фото- или ветроэлектрических установок. / Бельский, А.А., Добуш, В.С., **Старшая, В.В.** // Международный научно-практический форум “Нефтяная столица”. – 2019. – с. 243.

20. Беляев, Ю.А. Очистка насосно-компрессорных труб добывающих скважин методом термохимического воздействия/ Беляев, Ю.А. // Экспозиция нефть газ. – 2011. – с. 53-54.

21. Буренков А.Е. Разработка и исследование кабелей нагрева для нефтяных скважин: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.09.02/ Буренков Александр Евгеньевич; [Место защиты: ОАО «Камкабель»]. – Пермь. – 2003. – 178 с.

22. В Минэнерго спрогнозировали рост доли "трудной" нефти в России до 70% к 2030 году. Информационное агентство ТАСС. Официальный сайт.

[Электронный ресурс]. URL: <https://tass.ru/ekonomika/17541363> (дата обращения: 10.05.2022). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

23. Вдовин, Э.Ю. Компенсация тепловых потерь-эффективный способ предотвращения АСПО и ВВЭ в скважинах / Вдовин Э.Ю., Локшин Л.И., Казаков А.В. // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – №7 (25). [Электронный ресурс]. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/kompensatsiya-teplovyyh-poter-effektivnyy-sposob-predotvrascheniya-aspo-i-vve-v-skvazhinah> (дата обращения: 17.07.2023). Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

24. Возобновляемые источники энергии в России: проблемы и перспективы развития с учетом текущей ситуации. Комитет по энергетике. Государственная дума Федерального Собрания Российской Федерации. Официальный сайт. [Электронный ресурс]. URL: <http://komitet-energo.duma.gov.ru/storage/f11e63e3-91e7-42ea-bb26-8bb1c3bfc7ec/documents/4cd1f6a7-5a3d-486d-aca3-c75a02a9440c/0406e2a9-49f9-4512-b40d-494ee7008529.pdf> (дата обращения: 10.05.2023). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

25. Гайдамакина, В.Н. Методы борьбы с парафиноотложениями/ Гайдамакина В.Н., Гайдамакин В.Н. // Наука, образование и культура. – 2018. – №7(31).

26. Гайдукова, Т. А. Особенность подхода к разработке малых нефтяных месторождений Томской области и анализ их пробной эксплуатации/ Гайдукова, Т.А., Сваровская, Н.А. // Известия Томского политехнического университета. – 2002. – Т. 305. – №8. – с. 22-26.

27. Герра, Д.Д. Электротехнический комплекс слежения за солнцем для обеспечения эффективной работы фотоэлектрических батарей/ Яковлева Э.В., Войтюк И.Н., Коптева А.В. // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2019. – 10. – с. 556-562.

28. Государственный доклад министра энергетики Российской Федерации 2023. Министерство энергетики Российской Федерации. Официальный

сайт. [Электронный ресурс]. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/21854> (дата обращения: 12.04.2023). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

29. Деряев А.Р. Эксплуатация скважин фонтанным, газлифтным способами и технико-технологические мероприятия по увеличению добычи/ Деряев А.Р.// Инновационная наука. – 2022. – №8. – 2.

30. Единая энергетическая система России. Системный оператор единой энергетической системы. Официальный сайт. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/ees/ups2022/> (дата обращения: 10.05.2022). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

31. Жуковский, Ю.Л. Энергосбережение и энергоэффективность. Цифровая энергетика. / Ю.Л. Жуковский, А.А. Бельский, **В.В. Старшая** // Учебное пособие. – СПб.: ЛЕМА. – 2019. – 96 с.

32. Ильин, А.Н. Высокопарафинистые нефти: закономерности пространственных и временных изменений их свойств. / Ильин А.Н., Полищук Ю.М., Яценко И.Г.// Нефтегазовое дело. – 2007. – №1. – с. 1-15.

33. Интерфакс. Инфляция в РФ в 2022 году составила 11,94% после 8,39% в 2021 году. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.interfax.ru/business/880696> (дата обращения: 01.06.2023). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

34. Исмагилов, Ф.Р. Исследование параллельной работы солнечной электростанции с сетью/ Исмагилов Ф.Р, Шарифов Б.Н., Гайсин Б.М. [и др.] Исследование параллельной работы солнечной электростанции с сетью // Вестник УГАТУ. – 2016. – №4 (74).

35. Исследования и разработки. Группа Компания «Хевел». Официальный сайт. [Электронный ресурс]. URL: <https://spb.hevelsolar.com/> (дата обращения: 10.05.2023). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

36. Итоги работы Минэнерго России и основные результаты функционирования ТЭК в 2020 году. Задачи на 2021 год и среднесрочную перспективу. Министерство энергетики Российской Федерации. Официальный сайт.

[Электронный ресурс]. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/20515> (дата обращения: 12.04.2023). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

37. Коптева, А.В. Актуальность совершенствования систем метрологического контроля при транспортировке углеводородов. / Коптева, А.В., Семенова, А.В., **Старшая, В.В.** // Современная наука и практика. – 2016. – №9 (14).

38. Коптева, А.В. Анализ риска аварий на объектах транспортировки нефти. / Коптева, А.В., **Старшая, В.В.** // Современные научные исследования и инновации. – 2015. – № 4.

39. Коптева, А.В. Анализ систем контроля отложений при эксплуатации трубопроводного транспорта в РФ. / Коптева, А.В., Семенова, А.В., **Старшая, В.В.** // Современные научные исследования и инновации. – 2016. – № 4.

40. Коптева, А.В. Радиоизотопная система измерения параметров нефтяных потоков и мониторинга АСПО / Коптева, А.В., **Старшая, В.В.** // Конференция НЕФТЬ И ГАЗ 2016: Тезис докладов. – №1. – с.456.

41. Костарев, Н.А. Численное моделирование процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине с греющим кабелем: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.13.18 / Костарев Никита Александрович; [Место защиты: Пермский национальный технический университет]. – Пермь, 2021. – 103 с.

42. Кугучева Д.К. Некоторые решения по оценке потенциала и повышению эффективности использования энергии солнца на примере Калининградской области. // Кугучева Д.К., Харитонов М.С. // Вестник Северо-Кавказского федерального университета. – 2021. – № 5 (86).

43. Купцов С.М. Методология прогнозирования теплофизических свойств пластовых жидкостей и горных пород нефтяных месторождений: Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук: 25.00.17/ Купцов Сергей Михайлович; [Место защиты: Российский государственный университет нефти и газа им. Губкина]. – Москва. – 2010. – 252 с.

44. Лаврик, А.Ю. Определение оптимального состава резервируемой гибридной ветро-солнечной электростанции/ Лаврик А.Ю., Жуковский Ю.Л., Максимов Н.А. // Промышленная энергетика. – 2019. – № 10. – р. 47–53.

45. Липаев А.А. Методы депарафинизации нефтяных скважин/ Липаев А.А., Трофимов Д.Е. // Управление техносферой. – 2018. – Т.1. – № 4.

46. Малинин, Г.В., Слежение за точкой максимальной мощности солнечной батареи/ Малинин, Г.В., Серебрянников, А.В. // Вестник ЧГУ. – 2016. – №3. [Электронный ресурс]. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/slezhenie-za-tochkoj-maksimalnoy-moschnosti-solnechnoy-batarei> (дата обращения: 10.07.2023) – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

47. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти [Электронный ресурс]. URL: https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie_rekomendacii_po_primeneniyu_nkz_ut_verzhdennye.pdf?ysclid=ljlsbynz13100423813 (дата обращения: 10.12.2022). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

48. Мингалеева Р.Д. Оценка технического потенциала ветровой и солнечной энергетики России / Мингалеева Р.Д., Зайцев В.С., Бессель В.В. // Территория Нефтегаз. – 2014. – №3.

49. Моргунова, М.О. Энергоснабжение российской Арктики: углеводороды или ВИЭ? / Моргунова, М.О., Соловьев, Д.А. // ЭП. – 2016. – №5.

50. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Расчет фотоэлектрических систем: Методические указания к практическим занятиям/ Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: С.Е. Лозовский, Д.А. Устинов. СПб. – 2023. – 32 с.

51. Николаев А.А. Косвенные методы расчета характеристик солнечной радиации. / Николаев А.А. // Вестник удмуртского университета. – 2013. – с. 130-135.

52. Ноговицын Р.Р. Экономическая эффективность очистки насосно-компрессорных труб от парафиновых отложений в скважинах Талаканского

месторождения. / Ноговицын Р.Р., Сидорова И.И. // Проблемы современной экономики. – 2019. – №1(69). – с. 244-246.

53. Отдаленная рентабельность. Газета «Энергетика и промышленность России». [Электронный ресурс]. URL: <https://www.eprussia.ru/epr/397/9339050.htm> (дата обращения: 10.05.2022). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

54. Отчет в области устойчивого развития Новатек. 2019. Официальный сайт. [Электронный ресурс]. URL: https://rspp.ru/upload/uf/bdd/NOVATEK_FULL_RUS_2019.pdf?ysclid=ljdyc8hic1962224027 (дата обращения: 10.05.2023). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

55. Отчет об устойчивом развитии «ЛУКОЙЛ». 2021. Официальный сайт. [Электронный ресурс]. URL: <https://lukoil.ru/FileSystem/9/628630.pdf> (дата обращения: 10.05.2023). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

56. Отчет об устойчивом развитии ПАО «Газпром нефть». 2020. Официальный сайт. [Электронный ресурс]. URL: https://www.gazprom-neft.ru/files/documents/PDF_2020.pdf (дата обращения: 10.05.2023). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

57. Предложения по единой методологии оценки валовых и технических потенциалов ветровой и солнечной энергии в странах СНГ, рекомендуемым форматам предоставления данных, методологическим основам и принципам развития региональных программ реализации потенциалов ветровой и солнечной энергии. [Электронный ресурс]. – URL: http://energo-cis.ru/wyswyg/file/RGEEiVIE/%D0%BC%D0%B5%D1%82%D0%BE%D0%B4%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%B3%D0%B8%D1%8F_%D1%84%D0%B8%D0%BD%20220719.pdf (дата обращения: 12.04.2023). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

58. Продукция для нефтегазового комплекса. Псковгеокабель. [Электронный ресурс]. URL: https://pskovgeokabel.ru/products/1_62/ (дата обращения 11.01.2023). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

59. Производство труб для бурения. Металл Комплекс. [Электронный ресурс]. URL: http://www.metallcomplex.ru/catalog.truby_nkt.htm (дата обращения: 10.12.2022). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

60. Промышленный кластер производства оборудования для отрасли возобновляемой энергетики в России. Ассоциация развития возобновляемой энергетики Российской Федерации. Официальный сайт. – 2021. – с.52. [Электронный ресурс]. URL: <https://rreda.ru/information-bulletin-january2021> (дата обращения: 13.06.2023). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

61. Рогачев, М. К. Обоснование комплексной технологии предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче высокопарафинистой нефти погружными электроцентробежными насосами из многопластовых залежей. / Рогачев, М. К., Александров, А.Н. // Записки Горного института. – 2021. – №250. – с. 596-605.

62. Свидетельство о государственной регистрации базы данных. База данных фотоэлектрических панелей с номинальной (паспортной) мощностью от 100 Вт. № 2020620747: заявл. 03.04.2022 г.: опубл: 29.04.2022/ Бельский А.А., Добуш В.С. Старшая В.В.// заявитель СПГУ. –1 с.

63. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ. Программа для расчета параметров электротехнического комплекса для прогрева нефтяных скважин с греющим кабелем. №2023663016. заявл.: 23.05.2023: опубл. 19.06.2023 / Шклярский, Я.Э., Бельский, А.А., Старшая, В.В. // заявитель СПГУ. – 1 с.

64. Сивков С.И. Методы расчета характеристик солнечной радиации. – Ленинград: Гидрометеорологическое издательство. – 1968. – 234 с.

65. Солнечные электростанции: эксплуатация на площадках нефтегазового комплекса. [Электронный ресурс]. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/vozobnovlyaemye-istochniki-energii/697644-solnechnye-elektrostantsii-ekspluatatsiya-na-nezadeystvovannykh-ploshchadkakh-neftegazovogo-kompleks/?ysclid=ljdwieguv359824731> (дата обращения: 09.04.2023). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

66. Справка о состоянии и перспективах использования минерально-сырьевой базы Астраханской области 2021 г. Роснедра. Федеральное агентство по недропользованию. Официальный сайт. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rosnedra.gov.ru/data/Fast/Files/202104/be7fe40e265cd8aa1a87ebd947a32da6.pdf> (дата обращения: 10.12.2022). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

67. **Старшая, В.В.** Анализ параметров российских и зарубежных фотоэлектрических панелей/ Старшая В.В. // Актуальные проблемы недропользования. Тезисы докладов XVIII Международного форума-конкурса студентов и молодых ученых. – 2022. – с. 147-149.

68. **Старшая, В.В.** Предотвращение парафиновых отложений в нефтяных скважинах с использованием возобновляемых источников энергии. / В.В. Старшая // В сборнике: Актуальные проблемы недропользования. – 2021. – с. 221-222.

69. Фаттахов, И.Г. Эволюция методов борьбы с отложениями парафина на туймазинском месторождении/ Габзалилова А.Х., Зайлалова В.Р., Миннивалеев А.Н. [и др.] // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2-25. – С. 5573-5576.

70. Фотоэлектрические станции помогли определить самые солнечные дни лета. ГК «Хевел». Официальный сайт. [Электронный ресурс]. URL: <https://spb.hevelsolar.com/about/news/fotoelektricheskie-stantsii-pomogli-opredelit-samye-solnechnye-dni-leta/> (дата обращения: 10.12.2022). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

71. Шакиров В.А. Методика учета влияния облачности на поток солнечной радиации по данным архивов метеостанций. // Шакиров В.А., Артемьев А.Ю. // Системы. Методы. Технологии. – 2014. – № 4 (24). – с. 79-83.

72. Шимшина, Л.В. Технологические процессы сбора и подготовки продукции нефтяных и газовых скважин. / Шимшина, Л.В., Носова О.В.// Томский политехнический университет. – 2015. – 74 с.

73. Шклярский, Я.Э. Автономный комплекс электропрогрева нефтяных скважин с использованием возобновляемых источников энергии / Я.Э. Шклярский,

А.А. Бельский, **В.В. Старшая** // Известия ТулГУ. Технические науки. – 2023. – №1. – с.516-520.

74. Шклярский, Я.Э. Оценка энергетической эффективности электротехнического комплекса / Шклярский Я.Э., Замятина Е.Н., Замятин Е.О. // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. - 2020. - № 3. - С. 339-347.

75. Шклярский, Я.Э. Система электротермического прогрева нефтяных скважин с питанием от фотоэлектрической установки / Шклярский Я.Э. Бельский А.А., **Старшая В.В.** // Сборник тезисов VIII Международной конференции: Инновации и перспективы развития горного машиностроения и электромеханики: IPDME-2021. – 2021. – с. 300-302.

76. Шотиди, К.Х. Методы и способы борьбы с парафиновыми отложениями. Перспективы развития / К.Х. Шотиди, С.В. Красеньков// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2019. — №11. — с.56-60.

77. Электроснабжение нефтедобычи. Нефтегаз. –2014. – 9. [Электронный ресурс]. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/upload/iblock/e2c/e2ccc1c7e7fa8008237803501b4fe902.pdf> (дата обращения: 10.05.2023). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

78. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года. Правительство Российской Федерации. Официальный сайт. [Электронный ресурс]. URL: <http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4IgsApssm6mZRb7wx.pdf> (дата обращения: 09.01.2022). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

79. Bell, E. Experimental Investigation of active heating in removal of wax deposits/ Lu Y., Daraboina N., Sarica S. // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2021. — Vol.200. — 108346.

80. Belsky, A.A. Analysis of specifications of solar photovoltaic panels/ A.A. Belsky, D.Y. Glukhanich, M.J. Carrizosa, **V.V. Starshaia** // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2022. – №159. – 12239.

81. Bocklisch, T. Multi-storage hybrid system approach and experimental/ Bocklisch, T. Böttiger, M., Paulitschke, M. // 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition, IRES 2013 investigations. Energy Procedia 46. – 2014. – p. 186 – 193.

82. Bortolini, M. Technical and economic design of photovoltaic and battery energy storage system/ Bortolini, M., Gamberi, M., Graziani, A. // Energy Conversion and Management. – 2014. – 86. – p. 81–92.

83. Chmiel, Z. Analysis of off-grid electricity system at Isle of Eigg (Scotland): Lessons for developing countries/ Chmiel Z., Bhattacharyya S.C. // Renewable Energy. – 2015. – 81. – p. 578–588.

84. CO2 emissie factoren 2018. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.co2emissiefactoren.nl/wp-content/uploads/2019/01/co2emissiefactoren-2018.pdf> (дата обращения: 10.01.2021). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

85. Duffie, J.A. Solar Engineering of Thermal Processes. / Duffie, J.A, Beckman W.A. Fourth Edition. Wiley. – 2013. – 928 p.

86. Fernández, M.D. Application of a Heat Transfer Model for Heated Substrates in Greenhouses to the Dimensioning of Spacing between Electric Heating Cables. / Fernández, M.D.; Rodríguez, M.R. // Biosystems Engineering. – 2006. – p. 573-585

87. Gan, L.K. Hybrid wind–photovoltaic–diesel–battery system sizing tool development using empirical approach, life-cycle cost and performance analysis: A case study in Scotland/ Shek, J.K.H., Mueller, M.A. // Energy Conversion and Management. – 2015. – 106. – p. 479–494.

88. Gerlach, L. Experts versus Algorithms? Optimized Fuzzy Logic Energy Management of Autonomous PV Hybrid Systems with Battery and H2 Storage/ Gerlach, L.; Bocklisch, T. // Energies. – 2021. – №14. – 1777.

89. Global Wind Atlas. [Электронный ресурс]. URL: <https://globalwindatlas.info/ru> (дата обращения: 09.01.2023). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

90. Herraiz, J.I. On the tuning and performance of Stand-Alone Large-Power PV irrigation systems/ Herraiz, J.I.; Fernández-Ramos, J.; Almeida, R.H.; Báguena, E.M.; Castillo-Cagigal, M.; Narvarte, L. // *Energy Conversion and Management*. – 2022. – №10. – 13.
91. Ilyshin, P.Yu. Investigation of rheological properties of oil during the formation of wax deposits /Ilyshin P.Yu., Vyatkin K.A., Kozlov A.V.// *Results in Engineering*. – 2022. – №14. – 100434.
92. Kazem, H.A. Sizing of a standalone photovoltaic/battery system at minimum cost for remote housing electrification in Sohar, Oman/ Kazem, H.A.; Khatib, T., Sopian, K. // *Energy and Buildings*. – 2013. – №61. – p. 108–115.
93. Koehl, M. Modeling of the nominal operating cell temperature based on outdoor weathering/ Koehl, M.; Heck, M.; Wiesmeier, S.; Wirth, J. // *Solar Energy Mater. Solar Cells*. – 2011. – №95. – p. 1638–1646.
94. Koptev, V.Y. Information Support for the Process of Multiphase Flows Transportation Based on the Introduction of a Radioisotope Non-Separation Hydrocarbon Measuring System. / Koptev V.Y., Kopteva A.V., **Starshaya V.V.**// *EIconRus 2020*. – 2020. – №9039314. – pp. 674–679.
95. Kopteva, A.V. Improving the efficiency of petroleum transport systems by operative monitoring of oil flows and detection of illegal incuts/ Kopteva A.V., **Starshaya V.V.**, Malarev V.I., Koptev V.Y. // *Topical Issues of Rational Use of Natural Resources 2019*. — 2020, — №1. — pp. 406–415.
96. Kosmadakis, I.E. A Sizing Method for PV–Battery–Generator Systems for Off-Grid Applications Based on the LCOE/ Kosmadakis, I.E., Elmasides, C. // *Energies*. – 2021. – 14(7). – 1988.
97. Kovrigin, L. Automatic control system for removal of paraffin deposits in oil well in permafrost region by thermal method /Kovrigin L., Kukharchuk I. // *Chemical Engineering Research and Design*. – 2016. – №115. DOI 10.1016/j.cherd.2016.09.028.
98. Legradic, B. High efficiency Si-heterojunction technology - It's ready for mass production/ Legradic B, Strahm B, Lachenal D et al. // *IEEE 42nd Photovoltaic Spec Conference PVSC*. — 2015. — p. 6–8.

99. Li, R. Effect of shear on the thickness of wax deposit under laminar flow regime. / Li R., Huang Q., Huo F., Fan K., Li W., Zhang D. // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2010. — №181. — 106212.
100. Li, R. Investigation of delayed formation of wax deposits in polyethylene pipe using a flow-loop. / Li, R., Huang, Q., Zhu X., Dong Z., Lv., Y., Larson R.G. // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2021. — №196. — 108104.
101. Liu B.Y.H. Daily insolation on surfaces tilted towards the equator / Liu B.Y.H., Jordan R.C. // ASHRAE Journal. — 1961. — №3. — pp. 53–59.
102. Luo, L. Estimation of total cloud cover from solar radiation observations at Lake Rotorua, New Zealand/ Hamilton, D., Han, B. //Solar Energy. — 2010. — 84. — p. 501-506.
103. Ma, T. A feasibility study of a stand-alone hybrid solar–wind–battery system for a remote island/ Yang H., Lu L.// Applied Energy. — 2014. — 121. — p. 149–158.
104. Mehrjerdi, H. Modeling, integration, and optimal selection of the turbine technology in the hybrid wind-photovoltaic renewable energy system design/ Mehrjerdi, H. // Energy Conversion and Management. — 2020. — 205. — 112350.
105. Moeini, B. Box plots: A simple graphical tool for visualizing overfitting in peak fitting as demonstrated with X-ray photoelectron spectroscopy data/ Moeini B, Haack H, Fairley N, Fernandez V, Gengenbach TR, Easton CD, et al. // J Electron Spectros Relat Phenomena. —2021. —250. —147094.
106. Mulcue-Nieto, L.F. Energy performance assessment of monocrystalline and polycrystalline photovoltaic modules in the tropical mountain climate: the case for Manizales-Colombia/ Echeverry-Cardona L.F., Restrepo-Franco A.M., García- Gutierrez G.A., Jimenez-García F.N., Mora-Lopez L.// Energy Reports. — 2020. — 6. — p. 28-35.
107. Murugaperumal, K. Feasibility design and techno-economic analysis of hybrid renewable energy system for rural electrification/ Murugaperumal, K. // Solar Energy. Pergamon. — 2019. — 188. — p. 1068–1083.

108. Nasa Power. [Электронный ресурс]. URL: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> (дата обращения: 09.04.2023). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
109. Ouedraogo, A. A theoretical study of radio wave attenuation through a polycrystalline silicon solar cell / Ouedraogo A., Bokojo B., Zerbo I., Zoungrana M., Ramde E.W., Bathiebo D.J. // *Turkish Journal of Physics*. – 2017. – 41. – p. 314–25.
110. Radal, H.L. Life cycle GHG emissions from generation of wind and hydro power/ Radal H.L., Gagnon L., Modahl I.S., // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2011. – №15. – pp. 3417–3422.
111. Rogachev, M.K. Technology for Preventing the Wax Deposit Formation in Gas-Lift Wells at Offshore Oil and Gas Fields in Vietnam. / Rogachev, M.K., Nguyen Van, T.; Aleksandrov, A.N. // *Energies*. — 2021. — №14. — 5016.
112. Selman, N. Comparison Between Perturb & Observe, Incremental Conductance and Fuzzy Logic MPPT Techniques at Different Weather Conditions. *International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology*. (2016). 5. 12556-12569. 10.15680/IJIRSET.2016.0507069.
113. Shabalov, M.Y. The influence of technological changes in energy efficiency on the deterioration of infrastructure in the fuel and energy complex / Shabalov M.Y., Zhukovskiy Y.L., Buldysko A.D., Gil B., **Starshaia V.V.** // *Energy Reports*. — 2021. — №7. — pp. 2664–2680.
114. Shell LNG Outlook 2022 / Shell 2022. [Электронный ресурс]. URL: <https://reports.shell.com> (дата обращения: 09.04.2023). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
115. Shklyarskiy, Y.E. Autonomous complex for electro-thermal heating of oil wells fed by a photovoltaic installation/ Shklyarskiy Y.E., **Starshaya V.V.** // *E3S Web of Conferences*. – 2021. – №266. – 04006.
116. Shklyarskiy, Y.E. Preventing wax deposition in oil wells using renewable energy sources. / Shklyarskiy Y.E., **Starshaya V.V.** // *Topical Issues of Rational Use of Natural Resources. XVII International Forum-Contest of Students and Young Researchers*. – 2021. – p. 169-171.

117. Tayyib, M. Irradiance dependent temperature coefficients for MC solar cells from Elkem solar grade silicon in comparison with reference polysilicon/ Tayyib, M., Odden, J.O., Saetre, T.O. // *Energy Procedia*. – 2014. – 55. – 602–7.

118. Ukrainczyk, N. Thermophysical Comparison of Five Commercial Paraffin Waxes as Latent Heat Storage Materials. / Ukrainczyk, N., Kurajica, S., Sipusic, J. // *Chemical and Biochemical Engineering Quarterly*. – 2010. – 24. DOI 10.15255/CABEQ.2014.240.

119. Understanding the life cycle GHG emissions for different vehicle types and powertrain technologies. [Электронный ресурс]. URL: https://www.lowcvp.org.uk/assets/reports/LowCVP-LCA_Study-Final_Report.pdf (дата обращения: 10.01.2021). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

120. Weidong, L. Influence of pour point depressants (PPDs) on wax deposition: A study on wax deposit characteristics and pipeline pigging. / Weidong L., Huiyuan L., Hongju D., Hu K., Zhang Y., Teng L. // *Fuel Processing Technology*. — 2021. — Vol.217. — 106817.

121. World Meteorological Organization. Official Observations. Cloudiness and Rain. [Электронный ресурс]. URL: <https://worldweather.wmo.int/cloud/a5/index.html> (дата обращения: 10.12.2022). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

122. Xu, Z.Y. Non-destructive testing of polycrystalline silicon solar panel by Scan Acoustic Microscopy. / Xu ZY, Gao SY, Huang J, Wang Y. // *Advanced Materials Resources*. – 2013. – №764. p. 9–13.

123. Zhang, P. Effect of expanded graphite on properties of high-density polyethylene/paraffin composite with intumescent flame retardant as a shape-stabilized phase change material/ Hu, Y., Song, L., Ni, J., Xing, W., Wang, J.// *Solar Energy Materials and Solar Cells*. – 2010. – 94. – p. 360-365.

124. Zhukovskiy, Y.L. Fossil energy in the framework of sustainable development: Analysis of prospects and development of forecast scenarios

/Zhukovskiy Y.L., Batueva D.E., Buldysko A.D., Gil B., **Starshaia V.V.** // Energies.
– 2021. – №14(17). – 5268.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Свидетельство о государственной регистрации базы данных

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**RU2020620747**

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ
**ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ БАЗЫ ДАННЫХ, ОХРАНЯЕМОЙ
АВТОРСКИМИ ПРАВАМИ**

Номер регистрации (свидетельства):
2020620747
Дата регистрации: 29.04.2020
Номер и дата поступления заявки:
2020620583 03.04.2020
Дата публикации и номер бюллетеня:
29.04.2020 Бюл. № 5

Автор(ы):
Бельский Алексей Анатольевич (RU),
Старшая Валерия Владимировна (RU),
Добуш Василий Степанович (RU)
Правообладатель(и):
федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования «Санкт-Петербургский горный
университет» (RU)

Название базы данных:
**БАЗА ДАННЫХ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПАНЕЛЕЙ С НОМИНАЛЬНОЙ (ПАСПОРТНОЙ)
МОЩНОСТЬЮ ОТ 100Вт**

Реферат:

База данных может применяться организациями, проектирующими электростанции на основе возобновляемых источников электроэнергии, а также в учебном процессе для студентов всех форм обучения по направлению 13.03.02-Электроэнергетика и электротехника. Также база данных предназначена для использования специалистами в области возобновляемой энергетики как проектантами, так и исследователями. База данных включает в себя характеристики солнечных панелей, производимых как отечественными, так и зарубежными компаниями. Характеристики фотоэлектрических модулей могут быть использованы как для статистических исследований, так и для имитационного моделирования, включающего параметры, собранные в базе данных. База данных содержит данные по 982 фотоэлектрическим модулям и включает в себя такие параметры как: фирма-производитель, страна происхождения, ссылка на сайт производителя, тип и мощность фотоэлектрического модуля, габаритные параметры и масса, количество ячеек панели, КПД, напряжение и ток в точке максимальной мощности, напряжение холостого хода, ток короткого замыкания, температурные коэффициенты, срок использования и др. База данных создана в рамках гранта РФФИ № 18-38-00530\18 от 19.03.2018. Тип ЭВМ: IBM PC-совмест. ПК. ОС: Windows 7,8,10.

Вид и версия системы управления базой данных: SQLite

Объем базы данных: 584 Кб

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

RU

2023663016

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ
(12) ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ

Номер регистрации (свидетельства):

2023663016

Дата регистрации: 19.06.2023

Номер и дата поступления заявки:

2023660166 23.05.2023

Дата публикации: 19.06.2023

Контактные реквизиты:

нет

Авторы:

Шклярский Ярослав Элиевич (RU),
Бельский Алексей Анатольевич (RU),
Старшая Валерия Владимировна (RU)

Правообладатель:

федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет» (RU)

Название программы для ЭВМ:

Программа для расчета параметров электротехнического комплекса для прогрева нефтяных скважин с греющим кабелем

Реферат:

Программа предназначена для расчета параметров электротехнического комплекса для прогрева нефтяных скважин с греющим кабелем, которая необходима для снижения концентрации парафиновых отложений и повышения эффективности добычи нефти на месторождениях, удаленных от централизованной энергосистемы. Программа выполняет следующие функции: считывание данных из файла, расчет распределения температуры в добывающей скважине с учетом параметров электродвигателя, вывод результатов в файл, а также построение графиков зависимостей необходимой мощности источника электротермического прогрева от степени парафинизации нефти. Программа может быть использована в учебном процессе для студентов специальности 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» в рамках дисциплины «Электротехника».

Язык программирования: Python**Объем программы для ЭВМ:** 15 КБ

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Акт о внедрении результатов исследования

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор ООО «НТЦ ТПТ»
Д.Л. Орехов
«26» декабря 2022 г.
М.П.

АКТ внедрения результатов научных исследований в рамках подготовки кандидатской диссертации Старшой Валерии Владимировны



по научной специальности 2.4.2 Электротехнические комплексы и системы

Комиссия НТС в составе:

Председатель, генеральный директор ООО «НТЦ ТПТ» Орехов Д.Л.

Члены комиссии:

От ООО «НТЦ ТПТ»:

Руководитель отдела по солнечной энергетике ООО «НТЦ ТПТ», Абрамов А.С.;

Руководитель группы (отдел по солнечной энергетике ООО «НТЦ ТПТ») Жилина Д.В.

От ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»:

Заведующий кафедрой общей электротехники, профессор Шклярский Я.Э.;

Заместитель декана энергетического факультета, доцент Бельский А.А.

составили настоящий акт о том, что результаты диссертации на тему «Депарафинизация нефтяных скважин на основе применения электротехнического комплекса с фотоэлектрической установкой», представленной на соискание ученой степени кандидата наук, внедрены в производственную деятельность ООО «НТЦ ТПТ» в виде:

1. Методик расчета и моделирования зависимости распределения времени жизни неосновных носителей заряда по длине слитка монокристаллического кремния, выращенного по технологии вытягивания из расплава (метод Чохральского), для оценки выхода годных пластин для производства фотоэлектрических преобразователей.
2. Рекомендаций по выбору состава и параметров электротехнического комплекса с питанием от фотоэлектрической установки при проведении технико-экономического обоснования внедрения автономной системы электротермического прогрева скважин с высоким содержанием парафиновых отложений.

Использование указанных результатов позволит повысить эффективность применения автономных солнечных электростанций вблизи нефтедобывающих предприятий, удаленных от централизованной системы электроснабжения. Ввод новых объектов ВИЭ обеспечит выработку дополнительной электроэнергии и позволит предотвратить выбросы CO₂ на 13,5 тыс. тонн ежегодно.

Председатель комиссии

Ген. директор ООО «НТЦ ТПТ»



Орехов Д.Л.

Члены комиссии:Руководитель
(отдела по солнечной энергетике
ООО «НТЦ ТПТ»)

Абрамов А.С.

Руководитель группы
(отдела по солнечной энергетике
ООО «НТЦ ТПТ»)

Жилина Д.В.

Заведующий кафедрой ОЭ, проф.



Шклярский Я.Э.

Заместитель декана ЭНФ, доцент



Бельский А.А.