

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника
(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Электроснабжение нефтяного месторождения

Обучающийся

И. К. Дейного
(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д. А. Кретов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Аннотация

В данной работе разработана система электроснабжения нового нефтяного месторождения, расположенного на территории Республики Татарстан вблизи г. Набережные Челны, с акцентом на обоснование принятых технических решений.

Расчёт электрических нагрузок выполнен с учётом всех потребителей на месторождении, что позволило определить необходимые параметры системы и обеспечить оптимальное распределение электроэнергии. Выбраны и проверены трансформаторы главной понижающей подстанции (ГПП) и цеховых трансформаторных подстанций (ТП) с учётом энергоэффективности, надёжности и соответствия нормативным требованиям, гарантируя, таким образом, стабильное и безопасное электроснабжение.

Важным этапом стал расчёт токов короткого замыкания для обеспечения корректной работы системы релейной защиты и выбора соответствующего коммутационного оборудования, что повышает безопасность эксплуатации и минимизирует риски. На основе расчётов, выполнены выбор и проверка проводников и электрических аппаратов, соответствующих стандартам качества и адаптированных к условиям эксплуатации на месторождении. Завершающим этапом является выбор системы релейной защиты и автоматики для питающей ГПП, обеспечивающей оперативное реагирование на нештатные ситуации и повышающей надёжность электроснабжения всего месторождения.

Предложенный проект направлен на создание эффективной и надёжной системы электроснабжения, соответствующей современным требованиям нефтегазовой отрасли и обеспечивающей бесперебойную работу производственных процессов на новом нефтяном месторождении.

Содержание

Введение	4
1 Анализ исходных данных на выполнение работы.....	8
1.1 Характеристика климатических и топографических условий объекта исследования	8
1.2 Анализ технических условий.....	12
2 Выбор схемы электроснабжения нефтяного месторождения.....	20
3 Расчёт электрических нагрузок	28
4 Выбор и проверка трансформаторов питающей ГПП и распределительных ТП нефтяного месторождения.....	32
4.1 Выбор и проверка трансформаторов питающей ГПП-110/10 кВ	32
4.2 Выбор и проверка трансформаторов распределительных ТП-10/0,4 кВ.....	35
5 Расчёт токов короткого замыкания	39
6 Выбор и проверка проводников и электрических аппаратов	45
6.1 Выбор и проверка проводников	45
6.2 Выбор распределительных устройств	51
6.3 Выбор и проверка электрических аппаратов	55
7 Выбор системы релейной защиты и автоматики питающей ГПП-110/10 кВ месторождения	61
Заключение	65
Список используемой литературы и используемых источников	69

Введение

Проектирование систем электроснабжения новых нефтяных месторождений в Российской Федерации является актуальной и стратегически важной задачей, обусловленной значительной ролью нефтяной отрасли в экономике страны. Обеспечение надежного и эффективного электроснабжения новых месторождений критически важно для поддержания стабильного уровня добычи нефти, что напрямую влияет на энергетическую безопасность и экспортный потенциал государства.

Важность этого направления определяется необходимостью внедрения современных технологий и инновационных решений в энергетической инфраструктуре нефтедобывающих предприятий.

Современные системы электроснабжения должны обеспечивать высокую степень автоматизации, энергоэффективности и устойчивости к внешним воздействиям, что позволяет оптимизировать производственные процессы и снизить эксплуатационные затраты, что также способствует повышению экологической безопасности и снижению негативного воздействия на окружающую среду.

Государственная поддержка проектирования и реализации систем электроснабжения для новых нефтяных месторождений проявляется через различные механизмы, включая инвестиции в научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, предоставление налоговых льгот и субсидий, а также разработку нормативно-правовой базы, стимулирующей инновационное развитие отрасли.

Государственные программы направлены на внедрение передовых технологий в области энергетики, таких как интеллектуальные системы управления, использование возобновляемых источников энергии в сочетании с традиционными, а также применение современных материалов и оборудования, повышающих надежность и долговечность систем электроснабжения.

Однако остаются вызовы, связанные с суровыми климатическими условиями, географической удаленностью месторождений и необходимостью адаптации технологий к специфическим требованиям нефтяной промышленности.

Перспективы развития в этой области связаны с дальнейшей цифровизацией энергетической инфраструктуры, внедрением распределенных энергетических систем и повышением уровня локализации производства оборудования и технологий.

Интеграция инновационных решений позволит повысить эффективность работы нефтяных предприятий, снизить эксплуатационные расходы и экологический след, а также укрепить позиции России на мировом энергетическом рынке.

Кроме того, развитие энергетической инфраструктуры в регионах добычи нефти способствует социально-экономическому развитию этих территорий, улучшению качества жизни населения и созданию новых рабочих мест.

Таким образом, проектирование систем электроснабжения новых нефтяных месторождений в Российской Федерации является приоритетным направлением, требующим комплексного подхода, учитывающего технические, экономические и экологические аспекты.

Тесное взаимодействие государства, научного сообщества и бизнеса обеспечивает условия для устойчивого развития нефтяной отрасли и энергетического сектора в целом, способствуя долгосрочному развитию экономики страны.

Приведённые аспекты обуславливают актуальность и практическую ценность настоящей работы.

Основной целью работы является разработка комплекса рациональных и качественных мероприятий, направленных на проектирование системы электроснабжения нового нефтяного месторождения, расположенного на территории Республики Татарстан вблизи г. Набережные Челны.

Объектом исследования является схема электрических соединений, а также основное оборудование электрической сети системы электроснабжения нового нефтяного месторождения.

Предметом исследования являются показатели надёжности, бесперебойности электроснабжения, уровня резервирования электрической сети, а также безопасности, экономичности и экологичности системы электроснабжения нового нефтяного месторождения.

В процессе выполнения работы необходимо решить ряд ключевых задач, направленных на создание эффективной системы электроснабжения нового нефтяного месторождения. При этом используются методы анализа литературных источников, методы дедукции и индукции, а также методы аналогий.

Первоначально требуется провести детальный анализ исходных данных, что позволит учесть специфические особенности объекта и определить оптимальные технические решения.

Затем следует разработка схемы электроснабжения месторождения, учитывающей географические условия, технологические потребности и требования по надёжности и безопасности.

Критически важным этапом является расчёт электрических нагрузок, позволяющий определить параметры системы и обеспечить сбалансированное распределение электроэнергии между различными потребителями.

На основе результатов расчёта необходимо выбрать и проверить трансформаторы главной понижающей подстанции и цеховых трансформаторных подстанций, обеспечивая соответствие оборудования нормативным требованиям и условиям эксплуатации.

Далее следует выполнить расчёт токов короткого замыкания, что необходимо для корректного выбора коммутационного оборудования и настройки систем релейной защиты.

Данные аспекты обеспечивают безопасность эксплуатации и минимизацию рисков аварийных ситуаций.

Важной задачей является выбор и проверка проводников и электрических аппаратов, соответствующих параметрам сети и способных надёжно функционировать в условиях нефтяного месторождения.

Завершающим этапом является выбор и обоснование внедрения новой системы релейной защиты и автоматики для питающей главной понижающей подстанции. Такая система должна обеспечивать оперативное реагирование на нештатные ситуации, повышая надёжность и устойчивость электроснабжения всего месторождения.

Решение перечисленных задач позволит создать эффективную и надёжную систему электроснабжения, отвечающую современным требованиям нефтегазовой отрасли.

Таким образом, в результате проведения исследований предполагается, что разработанная система электроснабжения нового нефтяного месторождения, расположенного на территории Республики Татарстан вблизи г. Набережные Челны, будет характеризоваться повышенными показателями надёжности, экономичности и безопасности с учётом требуемого уровня бесперебойности передачи электроэнергии, что критически важно для стабильной работы производственных процессов на месторождении.

Все предложенные решения требуют подтверждения расчётно-аналитическим путём.

Данный подход включает проверку соответствия всех параметров проектным требованиям, что позволит удостовериться в правильности выбора современных схемных решений, нового типа оборудования и систем защиты, а также оценить их эффективность в условиях реальной эксплуатации на объекте исследования.

1 Анализ исходных данных на выполнение работы

1.1 Характеристика климатических и топографических условий объекта исследования

В работе проводится анализ климатических и топографических условий нового нефтяного месторождения, расположенного на территории Республики Татарстан вблизи г. Набережные Челны [9]. Для указанного месторождения в работе необходимо разработать рациональную и систему электроснабжения, выбрав подходящее по климатическим условиям оборудование, ячейки, сети и электрические аппараты. Поэтому исходный анализ климатических и топографических условий нового нефтяного месторождения является важным и необходимым условием для достижения основной цели работы.

Данное месторождения нефти на территории Республики Татарстан показано на рисунке 1 [9] (выделено красным цветом).

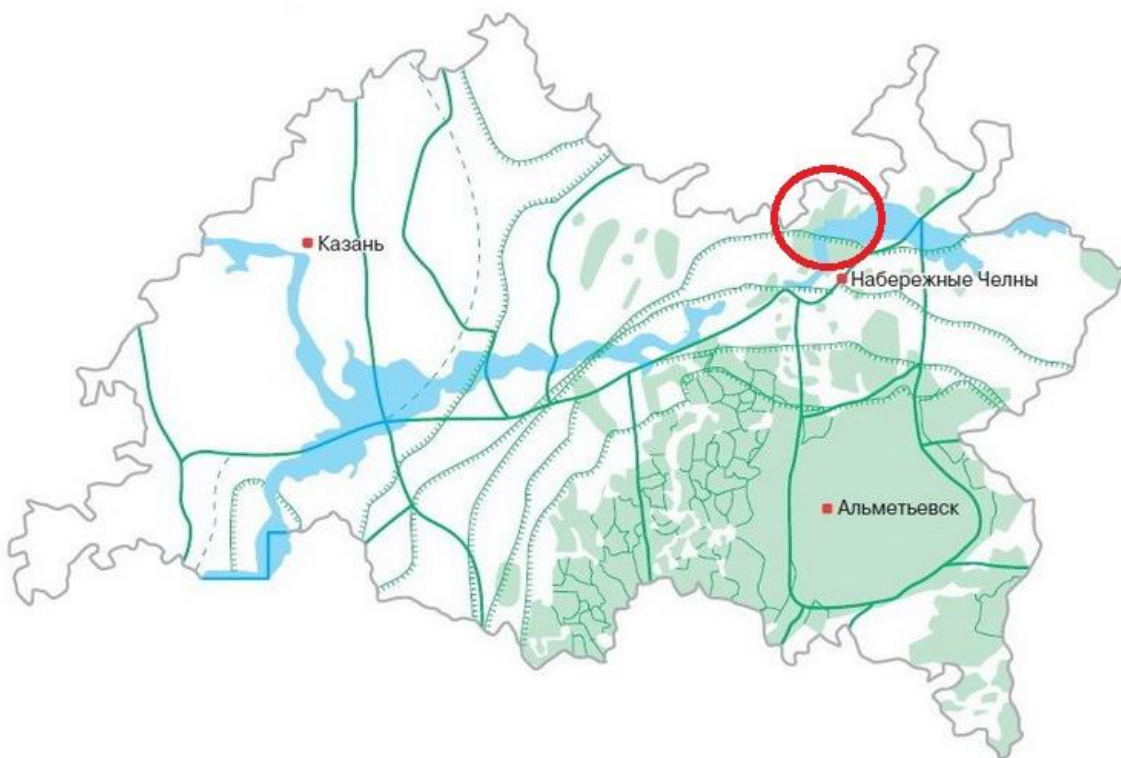


Рисунок 1 – Расположение разрабатываемого месторождения нефти на территории Республики Татарстан (выделено красным цветом)

Территория нового нефтяного месторождения, расположенного в Республике Татарстан вблизи города Набережные Челны, характеризуется умеренно континентальным климатом с выраженной сезонностью. Климатические условия региона оказывают значительное влияние на проектирование и эксплуатацию инфраструктуры нефтедобычи [5].

Климатический график г. Набережные Челны Республики Татарстан представлен на рисунке 2.

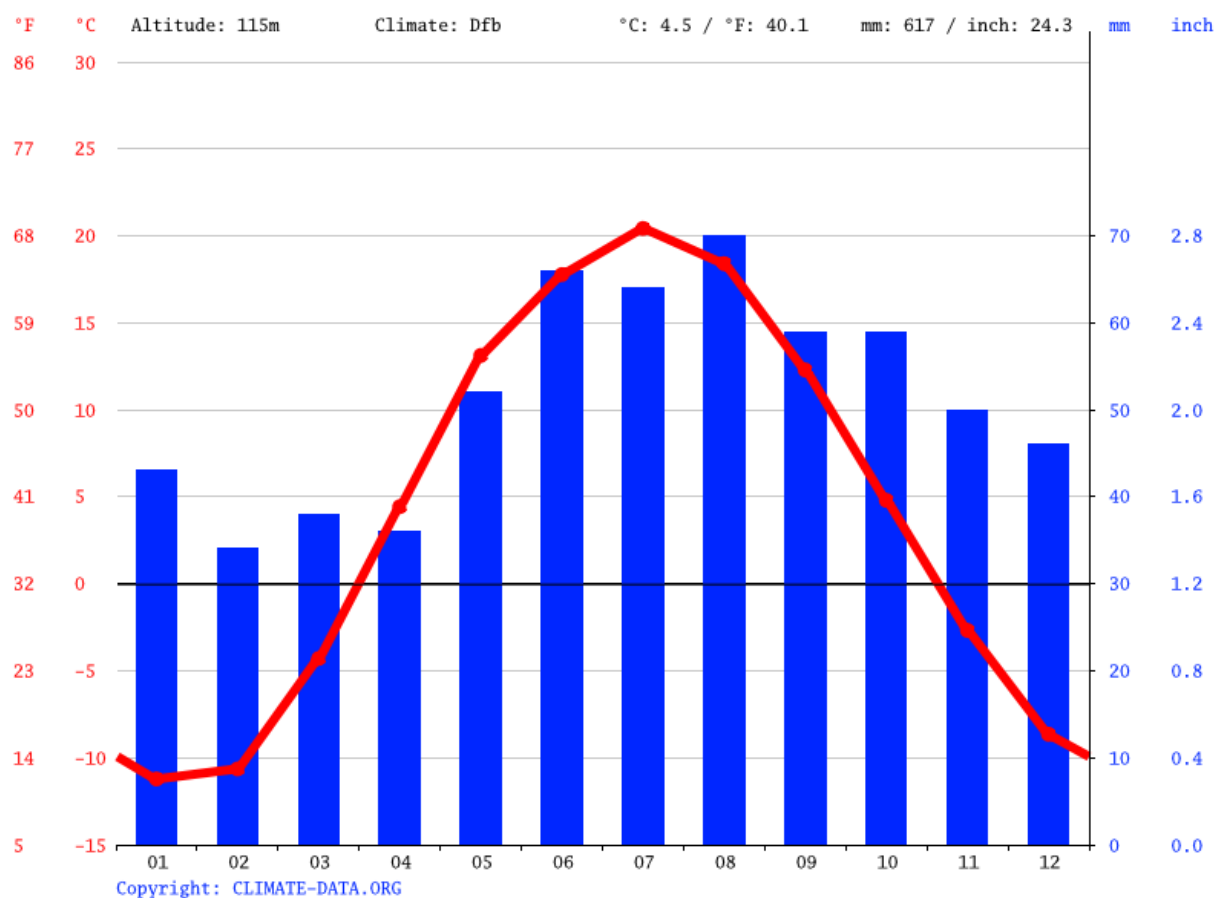


Рисунок 2 – Климатический график г. Набережные Челны Республики Татарстан

Среднегодовая температура воздуха составляет около 4,5 °С. Зимний период продолжительный и холодный, со средними температурами в январе от минус 12 °С до минус 14 °С. Возможны экстремальные морозы, когда температура опускается ниже минус 30 °С, что необходимо учитывать при

выборе материалов и технологий строительства, а также при проектировании систем отопления и защиты оборудования от низких температур.

Летний период тёплый и умеренно влажный. Средние температуры в июле колеблются от 18 °С до 20 °С, однако в отдельные дни может наблюдаться повышение температуры до 35 °С. Такие колебания температур требуют учёта при проектировании систем вентиляции и охлаждения оборудования, а также при организации рабочих мест для персонала [5].

Температурный график г. Набережные Челны Республики Татарстан [5] представлен на рисунке 3.

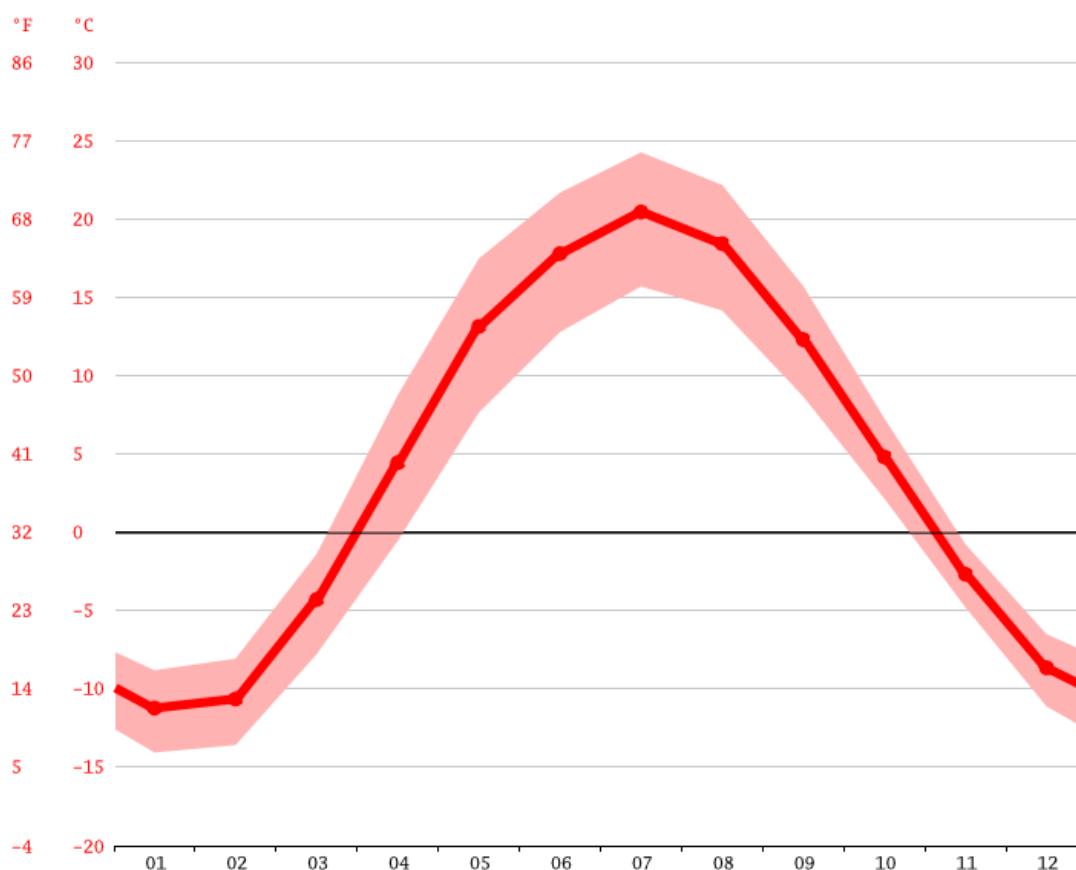


Рисунок 3 – Температурный график г. Набережные Челны Республики Татарстан

Годовое количество осадков составляет примерно 500-550 мм, с преобладанием летних дождей. Максимум осадков приходится на июль и август, что может приводить к повышенной влажности почвы и, как следствие,

к изменению её свойств. При проектировании фундаментов и земляных сооружений необходимо учитывать возможную просадку грунта и его насыщенность подземными водами.

Снежный покров устанавливается в ноябре и держится до апреля, достигая максимальной толщины в феврале-марте. Средняя высота снежного покрова составляет около 50 см, но в отдельные годы может превышать 70 см. Снеговые нагрузки следует учитывать при расчёте несущих конструкций зданий и сооружений, а также при организации системы очистки территорий от снега.

Ветровой режим характеризуется преобладанием юго-западных и западных ветров со средней скоростью 3–5 м/с. Однако в зимний период возможны сильные северо-восточные ветры, приводящие к метелям и снегопадам. При проектировании высотных сооружений и мачт необходимо учитывать ветровые нагрузки, а также предусматривать меры по защите оборудования от обледенения.

Топография местности в районе месторождения преимущественно равнинная с незначительными перепадами высот. Территория расположена на левом берегу реки Кама, что обеспечивает относительно ровный рельеф с плавными уклонами. Грунты представлены преимущественно суглинками и глинами, что требует тщательного геологического изыскания для определения несущей способности и стабильности оснований под сооружения.

Близость к водным объектам, таким как река Кама и её притоки, может оказывать влияние на уровень грунтовых вод. Высокий уровень грунтовых вод может создать дополнительные сложности при строительстве подземных коммуникаций и фундаментов, требуя специальных мероприятий по гидроизоляции и дренажу.

Гидрогеологические условия характеризуются наличием водоносных горизонтов на различной глубине, что следует учитывать при бурении скважин и организации системы водоснабжения. Необходимо предусмотреть

меры по предотвращению загрязнения подземных вод нефтепродуктами и другими вредными веществами.

Сейсмическая активность в регионе низкая, однако при проектировании крупных сооружений рекомендуется проводить сейсмическое районирование и учитывать возможные риски, связанные с микросейсмической активностью и техногенными воздействиями.

Экологические аспекты также важны при анализе условий месторождения. Регион богат разнообразными экосистемами, включая лесные массивы и водные ресурсы, требующие бережного отношения и минимизации негативного воздействия при проведении работ.

Таким образом, климатические и топографические условия месторождения вблизи города Набережные Челны требуют комплексного подхода при проектировании нефтедобывающей инфраструктуры.

В проекте необходимо учитывать температурные колебания, осадки, ветровые нагрузки, особенности рельефа и грунтов, а также гидрогеологические и экологические факторы, что позволит обеспечить надёжность, безопасность и эффективность эксплуатации месторождения в долгосрочной перспективе.

1.2 Анализ технических условий

В работе проводится анализ технических условий на разработку проекта системы электроснабжения нового нефтяного месторождения, расположенного на территории Республики Татарстан.

На новом нефтяном месторождении, расположенном в Республике Татарстан возле города Набережные Челны, планируется внедрить восемь производственных участков, обеспечивающих полный цикл технологического процесса добычи нефти [11].

Каждый из указанных участков играет ключевую роль в эффективной и безопасной эксплуатации месторождения.

Участок буровых установок отвечает за бурение скважин для извлечения нефти из пласта. Оборудование включает современные буровые установки с автоматизированными системами управления, роторные системы, бурильные трубы и насосные агрегаты. На месторождении применяются технологии горизонтального и наклонно-направленного бурения, позволяющие увеличить коэффициент извлечения нефти и минимизировать воздействие на окружающую среду.

Участок подготовки скважин осуществляет монтаж и обслуживание обсадных колонн, цементирование скважин и установку эксплуатационного оборудования. На данном участке используются цементируемые агрегаты, установки гидроразрыва пласта и оборудование для контроля целостности скважин.

Особое внимание уделяется применению высокопрочных материалов и технологий, обеспечивающих долговечность и герметичность эксплуатационных колонн.

Участок эксплуатации скважин занимается непосредственной добычей нефти с использованием различных методов искусственного подъёма.

На данном участке применяются глубинно-насосные установки, штанговые скважинные насосы, электроцентробежные насосы и системы газлифтной эксплуатации.

Оборудование оснащено системами мониторинга и автоматического регулирования режима работы скважин, что позволяет оптимизировать добычу и продлить срок службы оборудования [11].

Участок сбора и транспортировки нефти отвечает за сбор продукции со скважин и её транспортировку к пунктам подготовки. Используются системы трубопроводов, коллекторы, насосные станции и резервуары промежуточного хранения.

Оборудование участка оснащено системами контроля давления и температуры, а также средствами обнаружения утечек и автоматического отключения в случае аварийных ситуаций[11].

Участок подготовки нефти осуществляет очистку добытой нефти от механических примесей, воды и газов. Применяются сепараторы, дегазаторы, установки обезвоживания и обессоливания.

Использование современных технологий подготовки позволяет привести нефть к требованиям стандартов качества для дальнейшей транспортировки и переработки.

Участок систем поддержания пластового давления обеспечивает закачку воды или газа в пласт для поддержания его энергетического состояния и увеличения нефтеотдачи.

Используются насосные станции высокого давления, фильтры для очистки закачиваемой воды, системы распределения потоков по нагнетательным скважинам.

Применение данных технологий способствует повышению эффективности разработки месторождения и продлению его эксплуатационного периода.

Участок энергетического обеспечения отвечает за снабжение электроэнергией всех производственных процессов.

Оборудование участка включает резервные генераторные установки (в работе не рассматриваются), а также понизительные трансформаторные подстанции, распределительные устройства и системы резервного электропитания [11].

Особое внимание уделяется надёжности и устойчивости энергетической системы, обеспечивая бесперебойную работу критически важных объектов и минимизируя риски простоев.

Участок автоматизации и контроля технологических процессов реализует функции мониторинга и управления всеми этапами добычи и подготовки нефти.

Применяются системы автоматизации на базе программируемых логических контроллеров, датчики давления, температуры и других параметров, системы сбора и передачи данных (SCADA).

Интеграция современных информационных технологий позволяет оперативно реагировать на изменения условий, оптимизировать работу оборудования и повышать безопасность эксплуатации.

Каждый из перечисленных производственных участков оснащён современным оборудованием и технологиями, соответствующими мировым стандартам нефтедобычи.

Комплексное взаимодействие указанных участков обеспечивает эффективную и экологически безопасную разработку месторождения, способствуя повышению производительности и устойчивому развитию нефтяной отрасли в регионе.

Проектные мощности участков нового нефтяного месторождения, расположенного в Республике Татарстан возле города Набережные Челны представлены в форме таблицы 1.

Таблица 1 – Данные потребителей нового нефтяного месторождения, расположенного в Республике Татарстан возле города Набережные Челны

Наименование участка месторождения нефти	Номер по плану	Проектная максимальная мощность, Рм, кВт	Категория надёжности
Участок буровых установок	1	6500,0	I
Участок подготовки скважин	2	3100,0	II
Участок эксплуатации скважин	3	2500,0	II
Участок сбора и транспортировки нефти	4	2000,0	II
Участок подготовки нефти	5	2400,0	I
Участок систем поддержания пластового давления	6	1800,0	II
Участок энергетического обеспечения	7	1200,0	II
Участок автоматизации и контроля технологических процессов	8	900,0	II
Всего по месторождению нефти	-	20400,0	I, II

План расположения указанных участков нового нефтяного месторождения, расположенного в Республике Татарстан возле города Набережные Челны, представлен на рисунке 4.

При этом на рисунке 4 номера участков месторождения нефти соответствуют сведениям, приведённым в таблице 1.

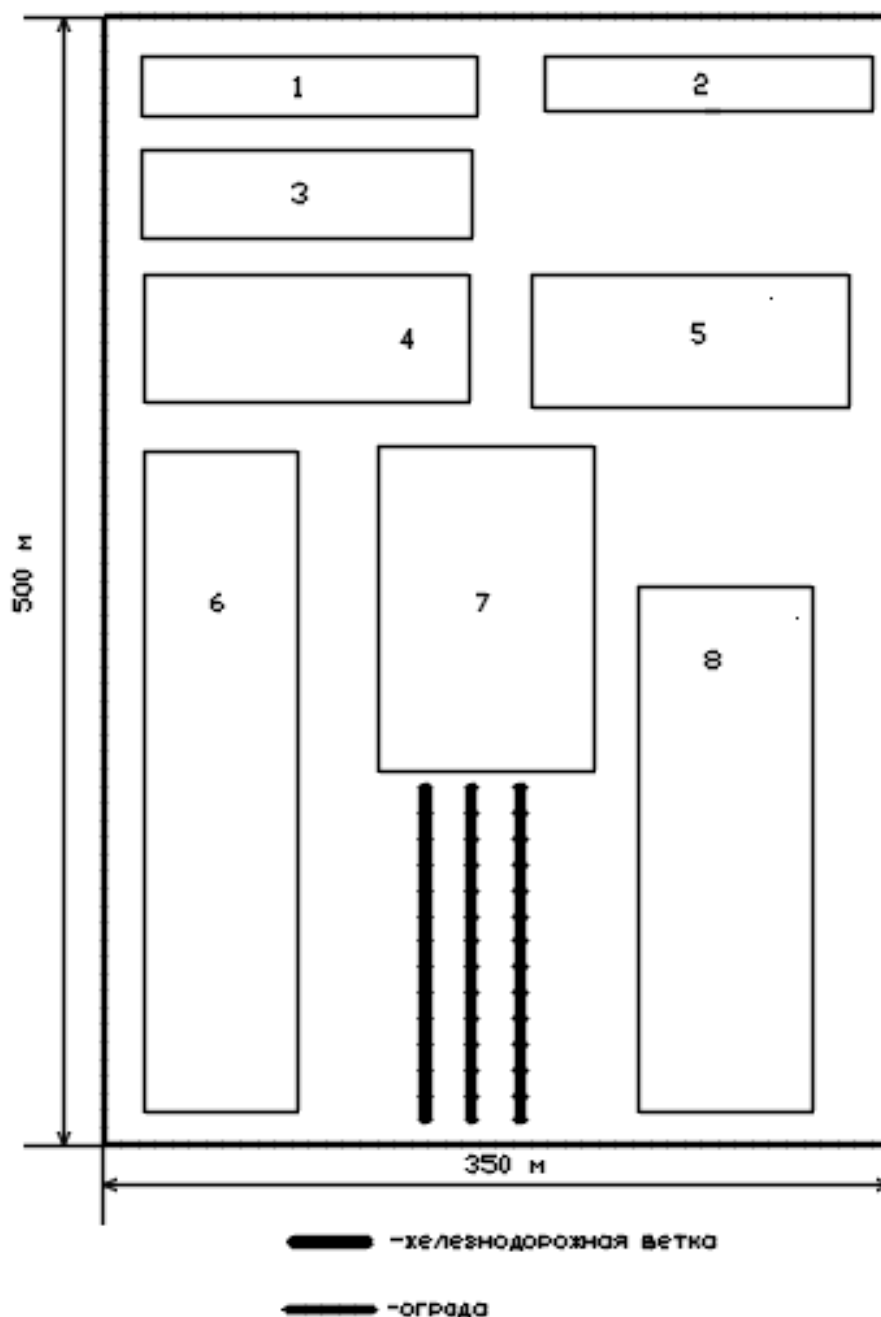


Рисунок 4 – План расположения потребителей нового нефтяного месторождения, расположенного в Республике Татарстан возле города Набережные Челны

По результатам анализа исходных технических данных установлено, что основными технологическими потребителями нового нефтяного месторождения, расположенного в Республике Татарстан вблизи города Набережные Челны, являются восемь производственных участков.

Они обеспечивают полный цикл добычи, подготовки и транспортировки нефти, включая буровые установки, подготовку скважин, эксплуатацию

скважин, сбор и транспорт нефти, подготовку сырья, системы поддержания пластового давления, энергетическое обеспечение и автоматизацию технологических процессов.

Объекты преимущественно относятся ко второй категории надёжности электроснабжения, что требует особого подхода к организации системы энергоснабжения.

Согласно нормативным требованиям, для потребителей второй категории надёжности необходимо обеспечение электроснабжения от двух независимых источников питания. На источнике питания следует предусмотреть два ввода электроэнергии, обеспечивая резервирование и повышая общую устойчивость системы электроснабжения.

Необходимость двойного ввода обусловлена критической важностью непрерывного электроснабжения для технологических процессов нефтедобычи. Перерывы в подаче электроэнергии могут привести к остановке оборудования, нарушению технологических режимов и существенным экономическим потерям. Устойчивое электроснабжение является залогом безопасной эксплуатации оборудования и предотвращения аварийных ситуаций, связанных с возможными выбросами нефти или газа.

В дальнейшем работе планируется детально рассмотреть решения, направленные на обеспечение требуемого уровня надёжности электроснабжения.

Для этого планируется разработать схемы электрических сетей с учётом резервирования, выбраны оптимальные технические решения для организации двух вводов на источнике питания. Особое внимание планируется уделить выбору оборудования, способного функционировать в условиях специфических климатических и топографических особенностей региона. Предполагается провести расчёты электрических нагрузок, определить параметры трансформаторов и коммутационного оборудования, а также разработать систему релейной защиты и автоматики, обеспечивающую оперативное реагирование на нештатные ситуации.

В результате выполнения поставленных задач, планируется создание надёжной и эффективной системы электроснабжения нового нефтяного месторождения, соответствующая современным требованиям нефтегазовой отрасли и обеспечивающая бесперебойную работу всех технологических процессов. Такой подход позволяет повысить производительность добычи нефти, снизить риски аварийных ситуаций и укрепить позиции нового нефтяного месторождения в отрасли.

Анализ исходных данных и последующее проектирование системы электроснабжения с учётом категории надёжности потребителей являются ключевыми этапами в реализации проекта разработки нового нефтяного месторождения.

Предусмотренные меры по обеспечению двух вводов на источнике питания обеспечивают требуемый уровень надёжности и устойчивости энергосистемы, что имеет решающее значение для успешной эксплуатации объекта.

Выводы по разделу.

В работе проведён анализ климатических и топографических условий нового нефтяного месторождения, расположенного на территории Республики Татарстан вблизи г. Набережные Челны. Установлено, что в проекте необходимо учитывать температурные колебания, осадки, ветровые нагрузки, особенности рельефа и грунтов, а также гидрогеологические и экологические факторы, что позволит обеспечить надёжность, безопасность и эффективность эксплуатации системы электроснабжения месторождения в долгосрочной перспективе.

По результатам анализа исходных технических данных установлено, что основными технологическими потребителями нового нефтяного месторождения в Республике Татарстан возле города Набережные Челны являются восемь производственных участков, обеспечивающих полный цикл добычи, подготовки и транспортировки нефти. Указанные объекты относятся ко второй категории надёжности электроснабжения, что требует организации

системы энергоснабжения с повышенными требованиями к резервированию и устойчивости.

Согласно нормативным требованиям, для потребителей второй категории надёжности необходимо обеспечить электроснабжение от двух независимых источников питания. Поэтому на источнике питания предусматриваются два ввода электроэнергии, что повышает общую устойчивость системы электроснабжения и обеспечивает непрерывность технологических процессов. Обеспечение двух вводов на источнике питания гарантирует необходимый уровень надёжности и устойчивости энергосистемы, что имеет решающее значение для успешной эксплуатации объекта.

Необходимость двух вводов обусловлена критической важностью бесперебойного электроснабжения для предотвращения остановки оборудования, нарушения технологических режимов и существенных экономических потерь.

В дальнейшей работе планируется разработка схем электрических сетей с учётом резервирования и выбор оптимальных технических решений для организации двух вводов на источнике питания. Особое внимание уделяется выбору оборудования, способного функционировать в специфических климатических и топографических условиях региона. Предполагается провести расчёты электрических нагрузок, определить параметры трансформаторов и коммутационного оборудования, а также разработать систему релейной защиты и автоматики для оперативного реагирования на нештатные ситуации.

2 Выбор схемы электроснабжения нефтяного месторождения

Как было обосновано в работе ранее, для питания потребителей нового нефтяного месторождения, расположенного в Республике Татарстан возле города Набережные Челны, необходимо применять два независимых ввода на всех участках схемы, так как большая часть участков месторождения относится к 1 и 2 категориям по надёжности электроснабжения [13].

Учитывая расположение месторождения, а также его суммарную проектную нагрузку, равную 20400 кВт, в схеме данного объекта принимается три стадии распределения напряжения:

- первая стадия – напряжение внешнего питания месторождения от энергосистемы – принимается равным 110 кВ;
- вторая стадия – напряжение внутреннего питания месторождения – принимается равным 10 кВ;
- третья стадия – напряжение питания потребителей месторождения – принимается равным 0,38/0,22 кВ.

Исходя из этого, в системе электроснабжения приняты следующие основные электротехнические устройства:

- главная понизительная подстанция (ГПП) – принимается с наличием двух источников питания и двумя силовыми трансформаторами, мощность которых выбирается в работе далее. Учитывая величину нагрузки месторождения и близость линии 110 кВ энергосистемы (линия 110 кВ «Заводская» для питания узловой ПС-110/10 кВ «Заводская» [8]), на ГПП месторождения предлагается применить классы напряжением 110 кВ (высшее напряжение) и 10 кВ (низшее напряжение);
- распределительные трансформаторные подстанции (ТП-10/0,4 кВ) месторождения – также принимаются двухтрансформаторными, с высшим напряжением 10 кВ (питание – от шин 10 кВ ГПП-110/10 кВ) и низшим напряжением 0,4 кВ;

– силовые вводные шкафы потребителей месторождения – получают питание от шин РУ-0,4 кВ распределительных ТП-10/0,4 кВ месторождения, от них получают непосредственное питание потребители участков месторождения на номинальном напряжении 0,38/0,22 кВ (в работе не рассматриваются).

Далее выбираются схемные решения для указанных электротехнических устройств.

Для питающей ГПП-110/10 кВ на стороне ВН (110 кВ) «предлагается применить схему 110 – 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»» [3], которая представлена на рисунке 5.

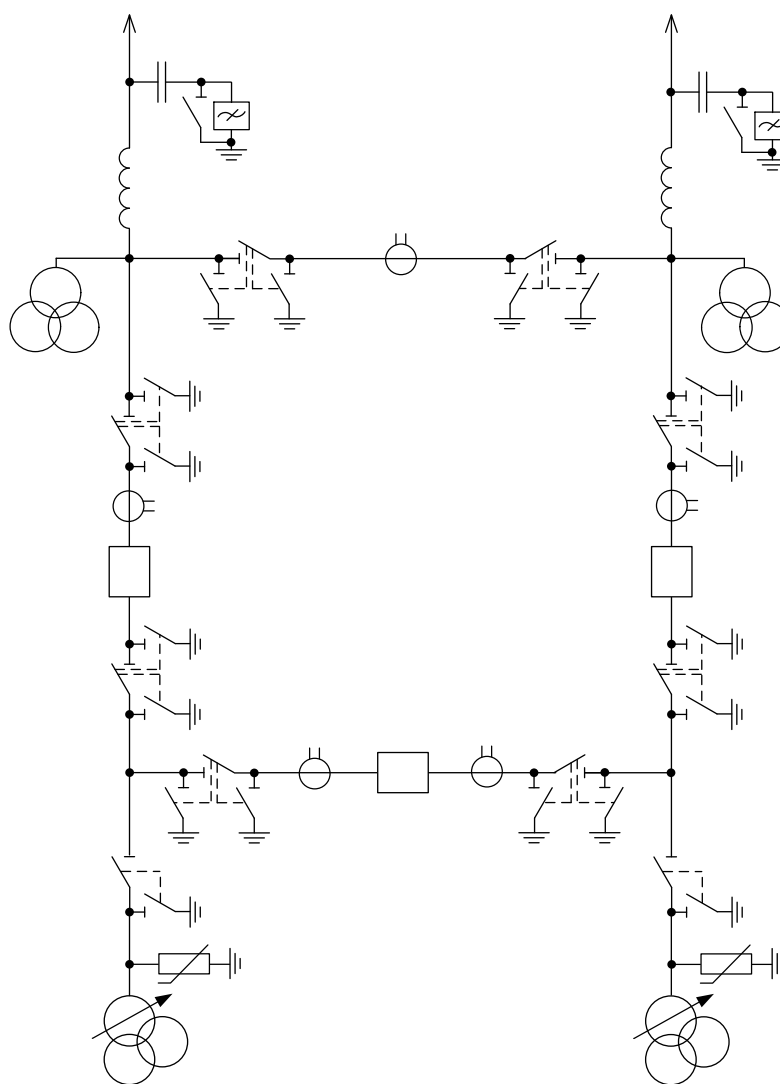


Рисунок 5 – Схема 110 – 5Н ГПП-110/10 кВ месторождения

Выбор схемы электрических соединений на стороне 110 кВ питающей главной понижающей подстанции (ГПП-110/10 кВ) нового нефтяного месторождения является критически важным этапом в проектировании системы электроснабжения. Предлагается использовать схему 110–5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» [3], что обусловлено рядом технических и эксплуатационных преимуществ, соответствующих специфическим требованиям нефтяной отрасли.

Применение данной схемы обеспечивает высокую надёжность и гибкость эксплуатации энергетической системы месторождения. Наличие выключателей в цепях линий позволяет осуществлять коммутационные операции без отключения потребителей, что особенно важно для непрерывности технологических процессов добычи нефти. Возможность секционирования и резервирования обеспечивает быстрый переход на альтернативные источники питания при возникновении аварийных ситуаций или необходимости проведения ремонтных работ.

Ремонтная перемычка со стороны линий предоставляет дополнительную возможность проведения технического обслуживания и ремонта оборудования без прекращения электроснабжения ключевых объектов, что повышает общий уровень безопасности и снижает риски простоя оборудования, что критически важно в условиях высокой стоимости остановки производственных процессов на нефтяном месторождении.

Схема 110 – 5Н характеризуется оптимальным соотношением между сложностью конструкции и функциональными возможностями. Она позволяет эффективно распределять нагрузку между различными линиями, снижая вероятность перегрузок и обеспечивая стабильность параметров электроэнергии. Такое распределение способствует увеличению срока службы оборудования и снижению эксплуатационных затрат.

Кроме того, схема обеспечивает высокий уровень селективности систем релейной защиты и автоматики, что позволяет быстро и точно обнаруживать,

а также в последующем отключать повреждённые участки сети, минимизируя влияние аварий на работу всей системы. Такая особенность особенно актуальна для нефтяного месторождения, где надёжность электроснабжения напрямую влияет на безопасность и эффективность производственных процессов.

Выбор данной схемы также учитывает требования по категории надёжности электроснабжения потребителей второй категории. Наличие двух независимых вводов и возможность их коммутации обеспечивает необходимый уровень резервирования и устойчивости энергосистемы. Данный аспект соответствует нормативным требованиям и стандартам, применяемым в нефтегазовой отрасли.

Важным фактором является и экономическая эффективность схемы. Она не требует установки большого количества дорогостоящего оборудования, что снижает капитальные затраты на строительство подстанции. При этом сохраняется высокий уровень функциональности и надёжности, что делает её привлекательным решением с точки зрения соотношения стоимости и эффективности.

Таким образом, учитывая приведённые технические условия, схема 110 – 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» [3] обеспечивает простоту эксплуатации и обслуживания в суровых погодных условиях, а также её применение обосновано техническими, эксплуатационными и экономическими преимуществами. Такая схема обеспечивает высокий уровень надёжности, гибкость эксплуатации, соответствие нормативным требованиям и оптимальные условия для безопасной и эффективной работы энергетической системы месторождения. Следовательно, её выбор полностью аргументирован и обоснован.

Для РУ-10 кВ ГПП-110/10 кВ нового нефтяного месторождения принимается схема 10–1 «Одна, секционированная выключателем, система шин» [3], представленная на рисунке 6.

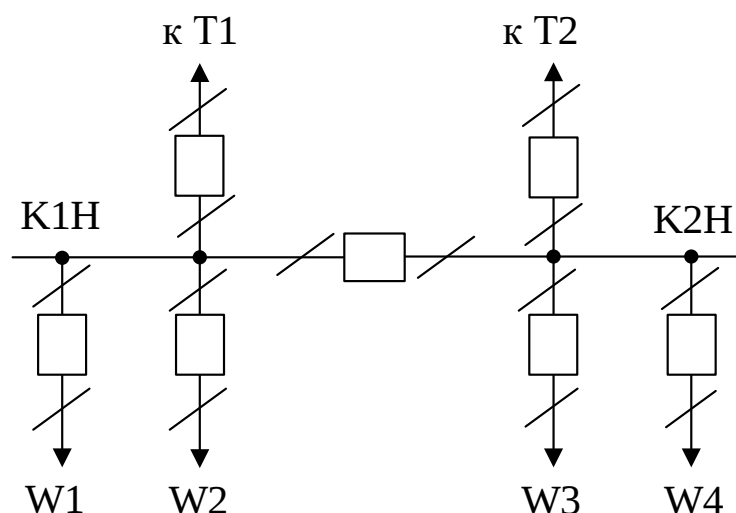


Рисунок 6 – Схема РУ-10 кВ на стороне НН ГПП-110/10 кВ

Выбор схемы электрических соединений на стороне 10 кВ распределительного устройства (РУ-10 кВ) главной понижающей подстанции (ГПП-110/10 кВ) нового нефтяного месторождения является важным этапом в проектировании системы электроснабжения. Предлагается использовать схему 10–1 «Одна, секционированная выключателем, система шин», что обусловлено рядом технических и эксплуатационных преимуществ, соответствующих требованиям нефтяной отрасли.

Применение данной схемы обеспечивает оптимальное сочетание надёжности, простоты конструкции и экономической эффективности. Наличие одной системы сборных шин, секционированной выключателем, позволяет разделить распределительное устройство на две независимые секции, что обеспечивает возможность резервирования питания потребителей при возникновении аварийных ситуаций или проведении ремонтных работ на одной из секций, что особенно важно для объектов второй категории надёжности, к которым относятся основные технологические потребители нефтяного месторождения.

Секционирование системы шин 10 кВ повышает оперативность управления и гибкость эксплуатации. При необходимости можно осуществлять переключения и перераспределение нагрузок между секциями

без значительных перерывов в электроснабжении. Наличие данного фактора способствует поддержанию непрерывности технологических процессов добычи и переработки нефти, минимизируя риски простоя оборудования и связанные с этим экономические потери.

Кроме того, схема с одной системой сборных шин упрощает конструкцию распределительного устройства, снижая количество необходимого оборудования, такого как дополнительные сборные шины и коммутационные аппараты. Данный аспект приводит к сокращению капитальных затрат на строительство РУ-10 кВ и уменьшает сложность технического обслуживания и эксплуатации. Простота схемы также способствует повышению надёжности за счёт уменьшения количества потенциальных точек отказа и упрощения системы релейной защиты и автоматики.

Наличие секционного выключателя позволяет реализовать функции автоматического ввода резерва (АВР) между секциями. В случае аварийного отключения одной из секций система автоматически переключает нагрузку на другую, обеспечивая бесперебойное электроснабжение критически важных потребителей. Наличие данного аспекта соответствует требованиям по надёжности электроснабжения для объектов второй категории и повышает общую устойчивость энергосистемы месторождения.

Выбор данной схемы также учитывает особенности климатических и топографических условий региона. Упрощённая конструкция распределительного устройства облегчает монтаж и обслуживание оборудования в условиях сурового климата и сложного рельефа местности, что также снижает эксплуатационные расходы и повышает безопасность работы персонала.

Экономическая эффективность схемы 10–1 «Одна, секционированная выключателем, система шин» [3] проявляется в оптимальном соотношении стоимости и функциональности. Сокращение количества оборудования и упрощение конструкции позволяют снизить затраты на строительство и

эксплуатацию, сохраняя при этом высокий уровень надёжности и гибкости системы электроснабжения.

Таким образом, применение данной схемы на стороне 10 кВ главной понижающей подстанции нового нефтяного месторождения является обоснованным решением, которое обеспечивает надёжное и эффективное электроснабжение технологических процессов, соответствующее современным требованиям нефтегазовой отрасли и нормативным документам, обеспечивая устойчивую и безопасную работу энергетической системы нового нефтяного месторождения.

От шин распределительного устройства напряжением 10 кВ главной понижающей подстанции ГПП-110/10 кВ планируется питание восьми понизительных цеховых подстанций ТП-10/0,4 кВ, которые необходимы для преобразования напряжения с 10 кВ до 0,38/0,22 кВ.

При анализе также было установлено, что в системе электроснабжения проектируемого объекта отсутствуют отдельные высоковольтные потребители (в виду отсутствия необходимости глубокого бурения скважин, что обусловлено топологическими характеристиками региона).

Таким образом, все нагрузки месторождения будут запитаны по радиальной схеме через распределительные трансформаторные подстанции ТП-10/0,4 кВ, обеспечивающие напряжение 0,38/0,22 кВ. Такой подход обусловлен спецификой технологических процессов месторождения, где основное оборудование и инфраструктура рассчитаны на низковольтное питание.

Использование понизительных цеховых подстанций 10/0,4 кВ в полной мере позволяет эффективно распределять электроэнергию по различным участкам месторождения, обеспечивая стабильность напряжения и минимизируя потери при передаче. Преобразование напряжения непосредственно вблизи потребителей способствует повышению надёжности и безопасности электроснабжения, а также упрощает эксплуатацию и техническое обслуживание энергетической инфраструктуры.

Таким образом, выбранная схема электроснабжения, основанная на питании всех нагрузок через распределительные трансформаторные подстанции ТП-10/0,4 кВ с напряжением 0,38/0,22 кВ, является оптимальной для нового нефтяного месторождения. Принятые схемные решения обеспечивают надёжное, безопасное и экономически эффективное электроснабжение всех технологических потребителей месторождения.

Выводы по разделу.

В системе электроснабжения нового месторождения приняты следующие основные электротехнические устройства:

- питающая ГПП-110/10 кВ;
- распределительные ТП-10/0,4 кВ;
- силовые вводные шкафы потребителей месторождения.

Для питающей ГПП-110/10 кВ на стороне ВН (110 кВ) предлагается применить схему 110 – 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий», для РУ-10 кВ ГПП-110/10 кВ нового нефтяного месторождения принимается схема 10–1 «Одна, секционированная выключателем, система шин».

От шин распределительного устройства напряжением 10 кВ главной понижающей подстанции ГПП-110/10 кВ планируется питание восьми понизительных цеховых подстанций ТП-10/0,4 кВ, которые необходимы для преобразования напряжения с 10 кВ до 0,38/0,22 кВ.

При анализе также было установлено, что в системе электроснабжения проектируемого объекта отсутствуют отдельные высоковольтные потребители (в виду отсутствия необходимости глубокого бурения скважин, что обусловлено топологическими характеристиками региона). Таким образом, все нагрузки месторождения будут запитаны по радиальной схеме через распределительные трансформаторные подстанции ТП-10/0,4 кВ, обеспечивающие напряжение 0,38/0,22 кВ. Такой подход обусловлен спецификой технологических процессов месторождения, где основное оборудование и инфраструктура рассчитаны на низковольтное питание.

3 Расчёт электрических нагрузок

Расчёт электрических нагрузок нового нефтяного месторождения является фундаментальной задачей при проектировании системы электроснабжения и играет ключевую роль в обеспечении надёжной и эффективной работы всех технологических процессов.

Актуальность данного расчёта обусловлена необходимостью точного определения параметров энергосистемы, что позволяет предотвратить возможные перегрузки, аварийные ситуации и обеспечить бесперебойную работу оборудования в сложных условиях эксплуатации.

Необходимость проведения расчёта электрических нагрузок продиктована спецификой нефтяной отрасли, где технологические процессы требуют высокого уровня энергетической безопасности и устойчивости.

Нефтяные месторождения часто расположены в удалённых и труднодоступных районах с суровыми климатическими условиями, что усложняет техническое обслуживание и ремонт энергетической инфраструктуры. Поэтому точное определение нагрузок позволяет оптимизировать выбор оборудования, сечений проводников и коммутационных аппаратов, обеспечивая надёжность системы при минимальных затратах.

Важность данного этапа трудно переоценить, поскольку результаты расчёта служат основой для последующих инженерных решений. Они влияют на выбор трансформаторов, проводников, электрических аппаратов, а также систем релейной защиты. Без корректного расчёта нагрузок невозможно обеспечить соответствие системы электроснабжения нормативным требованиям и стандартам безопасности, что может привести к серьёзным последствиям как технического, так и экономического характера.

Кроме того, расчёт электрических нагрузок способствует повышению энергоэффективности системы, что также позволяет увеличить срок службы

оборудования за счёт работы в номинальных режимах без перегрузок и перегрева.

Таким образом, расчёт электрических нагрузок нового нефтяного месторождения служит фундаментом для принятия инженерных решений, влияет на экономическую целесообразность проекта и обеспечивает соответствие высоким стандартам отрасли.

«Расчёт проводится методом коэффициента спроса.

Активная нагрузка объектов, кВт» [7]:

$$P_p = P_n \cdot K_c, \quad (1)$$

где « P_n – номинальная (паспортная) активная нагрузка, кВт;

K_c – значение коэффициента спроса» [7].

«Полная нагрузка, кВА» [7]:

$$S_p = \frac{P_p}{\cos \varphi}. \quad (2)$$

«Реактивная нагрузка, квар» [7]:

$$Q_p = \sqrt{S_p^2 - P_p^2}. \quad (3)$$

«Групповые расчётные нагрузки системы электроснабжения нового нефтяного месторождения» [7]:

$$P_{p.\Sigma} = \sum P_p, \quad (4)$$

$$Q_{p.\Sigma} = \sum Q_p, \quad (5)$$

$$S_{p.\Sigma} = \sqrt{P_{p.\Sigma}^2 + Q_{p.\Sigma}^2}. \quad (6)$$

«Коэффициент мощности» [7]:

$$\cos \varphi = \frac{P_p}{S_p}. \quad (7)$$

«На примере первого участка» [7]:

$$P_p = 6500 \cdot 0,8 = 5200 \text{ кВт},$$

$$S_p = \frac{5200}{0,94} = 5532 \text{ кВА},$$

$$Q_p = \sqrt{5532^2 - 5200^2} = 1887,6 \text{ квар}.$$

Аналогичные расчёты проведены для остальных подразделений системы электроснабжения и всего объекта (таблица 2).

Таблица 2 – Результаты расчёта электрических нагрузок нового нефтяного месторождения

Наименование участка	P_m , кВт	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
Участок буровых установок	6500,0	5200,0	1887,6	5532,0
Участок подготовки скважин	3100,0	2480,0	900,1	2638,3
Участок эксплуатации скважин	2500,0	2240,0	813,1	2383,0
Участок сбора и транспортировки нефти	2000,0	1600,0	580,6	1702,1
Участок подготовки нефти	2400,0	1920,0	697,0	2042,6
Участок систем поддержания пластового давления	1800,0	1440,0	522,9	1532,0
Участок энергетического обеспечения	1200,0	960,0	348,5	1021,3
Участок автоматизации и контроля технологических процессов	900,0	720,0	261,4	766,0
Всего по системе электроснабжения нового нефтяного месторождения	20400,0	16560,0	6011,2	17617,3

Результаты расчёта электрических нагрузок нового нефтяного месторождения используются в работе далее при выборе и проверке силовых трансформаторов, а также проводников и аппаратов питающей и распределительной сети объекта проектирования.

Выводы по разделу.

В результате расчёта электрических нагрузок нового нефтяного месторождения было установлено, что суммарная расчётная нагрузка питающей ГПП-110/10 кВ системы электроснабжения данного объекта составила 17617,3 кВА.

При этом суммарная активная нагрузка питающей ГПП-110/10 кВ системы электроснабжения нового нефтяного месторождения составила 16560 кВт, а суммарная реактивная нагрузка данной подстанции – 6011,2 квар.

Полученные в работе результаты расчёта электрических нагрузок нового нефтяного месторождения используются в работе далее при выборе и проверке силовых трансформаторов, а также проводников и электрических аппаратов.

4 Выбор и проверка трансформаторов питающей ГПП и распределительных ТП нефтяного месторождения

4.1 Выбор и проверка трансформаторов питающей ГПП-110/10 кВ

Выбор и проверка трансформаторов для питающей главной понижающей подстанции (ГПП) напряжением 110/10 кВ нового нефтяного месторождения представляют собой критически важный этап в процессе проектирования системы электроснабжения.

Актуальность данного мероприятия обусловлена тем, что трансформаторы являются ключевыми элементами, обеспечивающими преобразование и распределение электроэнергии между высоковольтными и низковольтными сетями, что непосредственно влияет на надёжность и эффективность функционирования всего энергетического комплекса месторождения.

Необходимость правильно выбора трансформаторов связана с особыми требованиями нефтяной промышленности к стабильности и бесперебойности электроснабжения. Технологические процессы добычи и переработки нефти требуют высокого качества электрической энергии и устойчивости к перегрузкам и аварийным ситуациям. Поэтому силовые трансформаторы должны обладать соответствующими техническими характеристиками, включая номинальную мощность, класс изоляции, уровень потерь, устойчивость к коротким замыканиям и перегрузкам, а также соответствовать климатическим условиям региона эксплуатации.

Особое внимание при выборе трансформаторов для ГПП-110/10 кВ следует уделять климатическим и экологическим факторам региона. Нефтяные месторождения часто расположены в суровых климатических условиях, характеризующихся экстремальными температурами, высокой влажностью и агрессивными средами. Поэтому трансформаторы должны быть

рассчитаны на работу в таких условиях, иметь соответствующее исполнение и защиту от внешних воздействий.

Также необходимо учитывать перспективы развития месторождения и возможное увеличение нагрузок в будущем. Выбор трансформаторов с определённым запасом по мощности позволит избежать необходимости замены оборудования при увеличении потребления электроэнергии, что способствует экономической эффективности проекта в долгосрочной перспективе.

Таким образом, выбор и проверка трансформаторов питающей ГПП-110/10 кВ нового нефтяного месторождения являются фундаментальными этапами, от которых зависит эффективность, надёжность и безопасность всей системы электроснабжения.

Компетентный подход к решению данной задачи обеспечивает устойчивую работу энергетической инфраструктуры, минимизирует риски аварий и способствует успешной эксплуатации месторождения в соответствии с современными требованиями нефтегазовой отрасли.

«Расчётная мощность силового трансформатора для установки на ГПП-110/10 кВ» [16]:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_{\text{м.гпп}}}{N \cdot K_3}, \quad (8)$$

где « $S_{\text{м.гпп}}$ – максимальное значение полной расчетной нагрузки ГПП-110/10 кВ» [16].

«Для силовых трансформаторов ГПП-110/10 кВ нового месторождения нефти» [8]:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{17617,3}{2 \cdot 0,7} = 12583,8 \text{ кВА.}$$

Исходя из результатов расчёта, для установки на питающей ГПП-110/10 кВ, выбираются два силовых трансформатора марки ТДН-16000/110 [19].

Далее проводится проверка выбранных трансформаторов. Известно, что важность проверки выбранных трансформаторов заключается в обеспечении соответствия оборудования нормативным требованиям и стандартам безопасности. Проверка позволяет убедиться в том, что технические параметры трансформаторов соответствуют расчётным нагрузкам и условиям эксплуатации, что предотвращает возможные риски отказов и аварийных ситуаций. Кроме того, проверка обеспечивает оптимизацию затрат на эксплуатацию за счёт выбора оборудования с наилучшим соотношением цены и качества, а также снижает эксплуатационные расходы благодаря повышенной энергоэффективности и надёжности.

Критически важным аспектом является обеспечение надёжности электроснабжения потребителей первой и второй категории, к которым относятся основные технологические объекты месторождения. Отказ одного трансформатора на ГПП-110/10 кВ может привести к остановке производственных процессов, что повлечёт значительные экономические потери и возможные экологические последствия. Поэтому трансформаторы должны обладать высокой надёжностью, а система должна предусматривать возможность резервирования и быстрого восстановления электроснабжения.

«Проверка на соответствие номинальной мощности трансформатора расчётной мощности объекта проектирования» [16]:

$$16000 \text{ кВА} \geq 12583,8 \text{ кВА.}$$

«Условие выполняется.

Проверка трансформатора на перегрузочную способность» [16]:

$$K_{3.H} = \frac{0,5 \cdot S_{M.III}}{S_{HOM.T}} \leq 0,7. \quad (9)$$

$$K_{3.П} = \frac{S_{М.ГПП}}{S_{НОМ.Т}} \leq 1,4. \quad (10)$$

«Проверка в нормальном режиме выполняется» [16]:

$$K_{3.Н} = \frac{0,5 \cdot 17617,3}{16000} = 0,55 \leq 0,7.$$

«Проверка в послеаварийном режиме выполняется» [16]:

$$K_{3.П} = \frac{17617,3}{16000} = 1,1 \leq 1,4.$$

Таким образом, трансформаторы марки ТДН-16000/110 полностью соответствуют требованиям, предъявляемым к их системе охлаждения по нагрузочной способности, что подтверждает их пригодность для установки на питающей ГПП-110/10 кВ нового нефтяного месторождения.

4.2 Выбор и проверка трансформаторов распределительных ТП-10/0,4 кВ

Выбор и проверка трансформаторов распределительных трансформаторных подстанций (ТП) напряжением 10/0,4 кВ нового нефтяного месторождения являются критически важными этапами в проектировании системы электроснабжения. Актуальность данного процесса обусловлена необходимостью обеспечения надёжного и эффективного электроснабжения технологических и бытовых потребителей месторождения. Трансформаторы распределительной сети 10/0,4 кВ служат ключевым звеном в цепи преобразования напряжения, позволяя передавать электроэнергию от высоковольтных сетей к низковольтным потребителям с минимальными потерями и высоким уровнем безопасности.

Необходимость правильного выбора трансформаторов на распределительных подстанциях 10/0,4 кВ неразрывно связана с особенностями эксплуатационных условий нефтяного месторождения, где предъявляются повышенные требования к надёжности оборудования из-за критической важности непрерывности технологических процессов добычи и переработки нефти. Неправильный выбор трансформаторов может привести к перегрузкам, повышенному износу, снижению коэффициента полезного действия и, в конечном итоге, к аварийным ситуациям, способным вызвать значительные экономические потери и угрозу экологической безопасности.

Также следует учитывать перспективы развития месторождения и возможное увеличение нагрузок в будущем. Выбор трансформаторов с запасом по мощности обеспечивает возможность расширения производственных мощностей без необходимости замены оборудования, что способствует экономической эффективности проекта в долгосрочной перспективе.

Таким образом, выбор и проверка трансформаторов распределительных подстанций 10/0,4 кВ являются неотъемлемой частью комплексного подхода к проектированию системы электроснабжения нового нефтяного месторождения, обеспечивая соответствие оборудования современным требованиям и стандартам, способствуют устойчивому развитию предприятия и укрепляют его позиции в отрасли.

В работе необходимо выбрать новые цеховые ТП-10/0,4 кВ (далее – ТП-10/0,4 кВ) для питания рассчитанной ранее нагрузки системы электроснабжения нового нефтяного месторождения.

На объекте проектирования «предлагается все новые ТП-10/0,4 кВ сделать двухтрансформаторными, ставя отдельную цеховую понизительную подстанцию для питания каждого из них», что соответствует нормам [13].

«Мощность трансформаторов для установки на распределительной ТП-10/0,4 кВ» [17]:

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{ном.т.р}} = \frac{\sum P_{\text{р.}}}{N \beta_{\text{т}}}, \quad (11)$$

где « $\sum P_{\text{р.}}$ – суммарная активная нагрузка объектов ТП, кВт;

N – количество трансформаторов ТП, шт.;

$\beta_{\text{т}}$ – нормируемое значение коэффициента активной загрузки трансформаторов на ТП» [17].

«Выбор трансформатора на примере новой распределительной ТП-1» [17]:

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{ном.т.р}} = \frac{6500}{2 \cdot 0,85} = 3823,5 \text{ кВА.}$$

«Исходя из результатов расчёта, на ТП-1 рекомендованы к установке два силовых трансформатора ТМГ-4000/10» [10].

Важность проверки выбранных трансформаторов заключается в подтверждении соответствия их технических характеристик расчётным параметрам системы электроснабжения. Проверка включает анализ номинальной мощности на способность выдерживать нормальные и предельные нагрузки (перегрузочная способность трансформаторов).

«Условия проверки по перегрузочной способности трансформаторов распределительной ТП-1, выполняются» [17]:

$$K_{\text{з.н}} = \frac{0,5 \cdot 6500}{4000} = 0,81 \leq 0,85.$$

$$K_{\text{з.п}} = \frac{6500}{4000} = 1,625 \leq 1,7.$$

Выбор остальных силовых трансформаторов для установки на распределительных ТП-10/0,4 кВ нового нефтяного месторождения проведён аналогично с приведением полученных результатов в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты выбора силовых трансформаторов для установки на распределительных ТП-10/0,4 кВ нового нефтяного месторождения

Наименование подразделения (укрупнённого модуля)	Категория надёжности	Номер ТП	Количество и марка трансформаторов	P_{Σ} , кВА
Участок буровых установок	I	ТП № 1	2×ТМГ-4000/10	6500,0
Участок подготовки скважин	II	ТП № 2	2×ТМГ-2000/10	3100,0
Участок эксплуатации скважин	II	ТП № 3	2×ТМГ-1600/10	2500,0
Участок сбора и транспортировки нефти	II	ТП № 4	2×ТМГ-1250/10	2000,0
Участок подготовки нефти	I	ТП № 5	2×ТМГ-1600/10	2400,0
Участок систем поддержания пластового давления	II	ТП № 6	2×ТМГ-1250/10	1800,0
Участок энергетического обеспечения	II	ТП № 7	2×ТМГ-1000/10	1200,0
Участок автоматизации и контроля технологических процессов	II	ТП № 8	2×ТМГ-630/10	900,0

Все трансформаторы распределительных ТП-10/0,4 кВ проходят все требуемые проверки.

Выводы по разделу.

Проведённые исследования подтвердили, что использование в системе электроснабжения месторождения на всех восьми распределительных двухтрансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ месторождения силовых трансформаторов марки ТМ-10/0,4 кВ, является оптимальным решением.

Для установки в системе электроснабжения нового месторождения выбраны и проверены такие марки силовых трансформаторов 10/0,4 кВ:

- ТМГ-630/10 – 2 единицы;
- ТМГ-1000/10 – 2 единицы;
- ТМГ-1250/10 – 4 единицы;
- ТМГ-1600/10 – 4 единицы;
- ТМГ-2000/10 – 2 единицы;
- ТМГ-4000/10 – 2 единицы.

5 Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт токов короткого замыкания в системе электроснабжения нового нефтяного месторождения является критически важным этапом при проектировании и эксплуатации энергетической инфраструктуры.

Актуальность данной задачи обусловлена необходимостью обеспечения надёжности и безопасности электроснабжения в условиях повышенных требований нефтяной промышленности. Известно, что короткие замыкания представляют собой потенциально опасные аварийные ситуации, способные привести к повреждению оборудования, перебоям в работе технологических процессов и значительным экономическим потерям.

Необходимость точного расчёта токов короткого замыкания связана с тем, что они оказывают существенное влияние на выбор и настройку защитных устройств. От корректности проведённых расчётов зависит эффективность работы систем защиты, позволяющих быстро и селективно отключать повреждённые участки сети, минимизируя последствия аварий и предотвращая распространение повреждений на другие элементы системы.

Важность данного расчёта также обусловлена требованиями к устойчивости и долговечности оборудования. Токи короткого замыкания создают значительные электродинамические и термические нагрузки на проводники, трансформаторы, коммутационные аппараты и другие компоненты сети. Без учёта данных нагрузок при выборе сечений проводников и параметров оборудования возможно возникновение критических ситуаций, ведущих к выходу из строя элементов системы и созданию угрозы для персонала.

Кроме того, расчёт токов короткого замыкания необходим для обеспечения соответствия системы электроснабжения нормативным документам и стандартам, регламентирующим параметры электрических сетей в нефтегазовой отрасли. Соблюдение нормативных требований

позволяет избежать штрафных санкций, юридических рисков и способствует повышению репутации предприятия.

В условиях нового нефтяного месторождения, где технологические процессы требуют высокой степени надёжности и непрерывности электроснабжения, точность и достоверность расчётов токов короткого замыкания приобретают особое значение. Результаты расчётов токов КЗ позволяют оптимизировать структуру сети, выбрать оптимальные схемы соединений и обеспечить эффективное функционирование системы в различных режимах работы. Также важно отметить, что расчёт токов короткого замыкания способствует повышению энергоэффективности системы. Правильный выбор оборудования и его настроек на основе точных расчётов позволяет снизить потери электроэнергии, уменьшить эксплуатационные расходы и повысить общую экономическую эффективность проекта. Таким образом, расчёт токов короткого замыкания в системе электроснабжения нового нефтяного месторождения является неотъемлемой частью комплексного подхода к проектированию и эксплуатации энергетической инфраструктуры нефтегазовой отрасли.

В схеме при расчёте токов КЗ выбирается наиболее тяжёлый режим – послеаварийный, когда всё электроснабжение осуществляется по одной питающей линии 110 кВ с использованием одного силового трансформатора подстанции. Расчетная однолинейная схема для расчёта токов короткого замыкания на ГПП-110/10 кВ нового месторождения показана на рисунке 7.

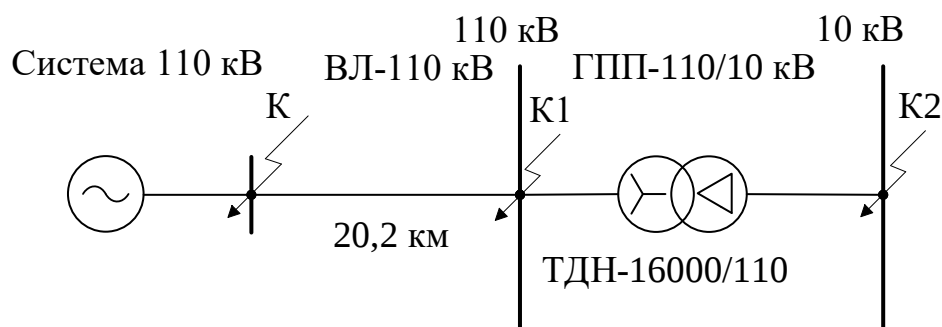


Рисунок 7 – «Расчетная однолинейная схема для расчёта токов короткого замыкания» [12]

На рисунке 8 показана эквивалентная схема замещения для определения токов КЗ в системе электроснабжения месторождения.

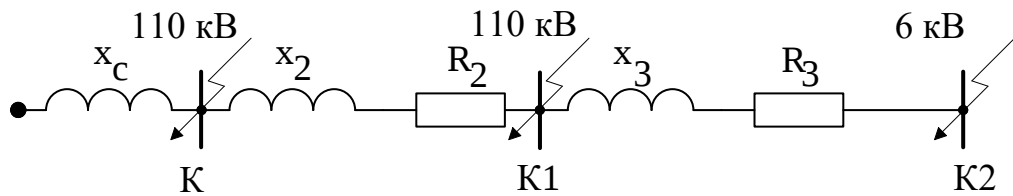


Рисунок 8 – Эквивалентная схема замещения для определения токов КЗ в системе электроснабжения месторождения

«Расчет токов трехфазного КЗ выполняется в именованных единицах, принимается за базис напряжение» [13] $U_n = 110$ кВ. В максимальном режиме данное напряжение будет $U_6 = 115$ кВ.

Сопротивление энергосистемы (на напряжение 110 кВ) [15]:

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к.макс}}^{(3)}}. \quad (12)$$

«Обобщённое сопротивление энергосистемы» [15]:

$$X_c = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 1,5} = 44,3 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление питающей линии 110 кВ» [15]:

$$R_2 = r_{\text{уд}} \cdot L, \quad (13)$$

$$X_2 = x_{\text{уд}} \cdot L, \quad (14)$$

где « $r_{\text{уд}}$, $x_{\text{уд}}$ - удельные сопротивления питающей линии 110 кВ, Ом/км;
 L - суммарная длина питающей линии 110 кВ, км» [15].

$$R_2 = 0,37 \cdot 20,2 = 7,47 \text{ Ом,}$$

$$X_2 = 0,385 \cdot 20,2 = 7,78 \text{ Ом.}$$

«Активное сопротивление трансформатора ГПП-110/10 кВ месторождения» [15]:

$$R_{\text{т.п}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot 10^{-3} \cdot U_{\text{п}}^2}{S_{\text{ном.т.}}^2}, \quad (15)$$

$$R_{\text{т.п}} = \frac{33,5 \cdot 10^{-3} \cdot 115^2}{16^2} = 4,43 \text{ Ом.}$$

«Индуктивное сопротивление трансформатора ГПП-110/10 кВ месторождения» [15]:

$$X_{\text{т.п}} = \frac{U_{\text{к.ср.}\%} \cdot U_{\text{п}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном.т.}}^2}, \quad (16)$$

$$X_{\text{т.п}} = \frac{7,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 16^2} = 9,92 \text{ Ом.}$$

«Суммарное сопротивление до расчётной точки К1» [15]:

$$R_{\Sigma} = R_{\text{с.2}}, \text{ Ом,} \quad (17)$$

$$R_{\Sigma} = 7,47 \text{ Ом.}$$

«Суммарное индуктивное сопротивление до расчётной точки К1» [15]:

$$X_{\Sigma} = X_{\text{с.2}}, \text{ Ом,} \quad (18)$$

$$X_{\Sigma} = 52,08 \text{ Ом.}$$

«Суммарное полное сопротивление до расчётной точки К1» [15]:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}, \quad (19)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{7,47^2 + 52,08^2} = 52,62 \text{ Ом.}$$

«Ток трехфазного короткого замыкания в расчётной точке К1» [15]:

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{U_{\text{п}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \text{ А}, \quad (20)$$

$$I_{\text{к1}}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 52,62} = 1,26 \text{ кА.}$$

«Ударный ток короткого замыкания» [15]:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{к}}^{(3)}, \text{ кА}, \quad (21)$$

где « $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент тока короткого замыкания» [15].

«Ударный коэффициент» [15]:

$$k_{\text{уд}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3}{X_{\Sigma}/R_{\Sigma}}}. \quad (22)$$

«Для расчётной точки К1» [15]:

$$k_{\text{уд.к1}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3}{21,25/7,47}} = 1,36,$$

$$i_{\text{уд.к1}} = \sqrt{2} \cdot 1,36 \cdot 1,26 = 2,42 \text{ кА.}$$

Аналогично определены максимальные значения тока трёхфазного КЗ и ударного тока трёхфазного КЗ в расчётной точке К2, результаты расчётов приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчётов максимальных значений токов трёхфазного КЗ и ударных токов в системе электроснабжения нового нефтяного месторождения

Параметр, единица измерения	Точка КЗ	
	K1 (110 кВ)	K2 (10 кВ)
$I_k^{(3)}$, кА	1,26	9,22
$i_{уд}$, кА	2,42	16,81

Полученные результаты используются в работе далее при выборе и проверке электрических аппаратов.

Выводы по разделу.

Установлено, что значения максимальных трёхфазных токов КЗ в системе электроснабжения нового нефтяного месторождения будут следующими:

- на выводах 110 кВ питающей ГПП-110/10 кВ – 1,26 кА;
- на выводах 10 кВ питающей ГПП-110/10 кВ – 5,08 кА.

Соответственно, значения максимальных ударных токов короткого замыкания в указанных расчётных точках будут составлять:

- на выводах 110 кВ питающей ГПП-110/10 кВ – 9,22 кА;
- на выводах 10 кВ питающей ГПП-110/10 кВ – 16,81 кА.

6 Выбор и проверка проводников и электрических аппаратов

6.1 Выбор и проверка проводников

Проводится выбор и проверка рациональных марок и сечений проводников для применения их в системе электроснабжения нового нефтяного месторождения. С учётом проведённого анализа литературных источников, учитывая месторасположение, тип подстанции, а также наличие на ней определённого типа оборудования, в работе предлагается применить следующие типы проводников:

- «для питающей линия 110 кВ предложено использовать двухцепную воздушную линию электропередачи, выполненная современным проводом марки AERO-Z» [14];
- «распределительные линии 10 кВ – кабельные линии электропередачи, выполненные кабелем ААБв-10» [4].

Проводится аргументированное обоснование данного выбора проводников.

Применение новейших проводов марки AERO-Z для питающей воздушной линии напряжением 110 кВ обосновано их превосходными электрическими и механическими характеристиками, которые существенно повышают надёжность и эффективность системы электроснабжения нового нефтяного месторождения.

Провода AERO-Z обладают повышенной проводимостью благодаря использованию современных сплавов и инновационных технологий производства, что обеспечивает снижение потерь электроэнергии при передаче на большие расстояния и повышение энергоэффективности сети.

Высокая механическая прочность и устойчивость к коррозии проводов AERO-Z позволяют им выдерживать значительные ветровые и ледовые нагрузки, характерные для климатических условий региона месторождения, что является требованием [12].

Способность сохранять свои свойства при экстремальных температурах и влажности обеспечивает долговечность и стабильность работы воздушной линии, снижая затраты на обслуживание и ремонт.

Кроме того, лёгкость конструкции проводов AERO-Z снижает нагрузку на опоры и поддерживающие конструкции, что упрощает монтаж и снижает капитальные затраты на строительство линии.

Применение проводов AERO-Z способствует повышению пропускной способности воздушной линии 110 кВ без необходимости увеличения сечения проводов или строительства дополнительных линий.

Данный фактор достигается за счёт более высокой допустимой плотности тока и термической стойкости материала проводника, что позволяет передавать большие объёмы электроэнергии, необходимые для бесперебойной работы технологических процессов нефтяного месторождения.

Использование силовых кабелей марки ААБв-10 для распределительных линий напряжением 10 кВ обосновано их надёжностью, безопасностью и соответствием требованиям эксплуатации в условиях нефтедобывающей промышленности.

Кабели ААБв-10 имеют алюминиевую жилу, изолированную пропитанной бумагой с последующей защитой бронированной оболочкой из стальных лент и внешней оболочкой из поливинилхлоридного пластика.

Такая конструкция обеспечивает высокую электрическую и механическую прочность, устойчивость к механическим повреждениям, влаге и агрессивным средам.

Бронированная конструкция кабелей ААБв-10 защищает их от внешних воздействий, что особенно важно при прокладке в земле или в местах с повышенной опасностью механических повреждений, характерных для нефтяных месторождений.

Высокая стойкость к коррозии и влагостойкость обеспечивают долговечность и надёжность работы кабельных линий в сложных климатических условиях.

Кроме того, изоляция кабелей соответствует требованиям пожарной безопасности, что снижает риски возгораний и повышает общую безопасность эксплуатации энергетической системы.

Применение силовых кабелей ААБв-10 позволяет эффективно распределять электроэнергию по территории месторождения, обеспечивая стабильное питание технологического оборудования и инфраструктуры.

Высокая проводимость и низкие потери энергии в кабелях способствуют повышению энергоэффективности системы электроснабжения, что важно для оптимизации эксплуатационных расходов и повышения экологической устойчивости предприятия.

Выбор кабелей ААБв-10 также обоснован экономической эффективностью, так как они обладают оптимальным соотношением цены и качества. Простота монтажа и возможность прокладки в различных условиях облегчают строительство распределительных сетей и сокращают сроки ввода объектов в эксплуатацию.

Таким образом, применение проводов марки АЕРО-Z для питающей воздушной линии 110 кВ и силовых кабелей марки ААБв-10 для распределительных линий 10 кВ обеспечивает высокую надёжность, эффективность и безопасность системы электроснабжения нового нефтяного месторождения.

Для расчёта рациональных сечений проводников, необходимо определить максимальный ток нагрузки.

«Максимальный ток на вводах силового трансформатора питающей ГПП-110/10 кВ» [6]:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}}, \quad (23)$$

где « $S_{н.тр.}$ – номинальная мощность трансформатора подстанции, кВА;
 U_n – номинальное напряжение, кВ» [6].

«Для вводов 110 кВ» [6]:

$$I_{max.110} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 112,6 \text{ А.}$$

«Для вводов 10 кВ» [6]:

$$I_{max.10} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1177,1 \text{ А.}$$

«Токи на отходящих линиях к потребителям ГПП-110/10 кВ системы электроснабжения нового нефтяного месторождения» [6]:

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_{max}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном.}}, \quad (24)$$

где « S_{max} – максимальная мощность потребителей линии, кВА;
 n – число линий, шт.» [6].

«На примере первого линейного присоединения 10 кВ системы электроснабжения нового нефтяного месторождения» [6]:

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot 5532}{\sqrt{3} \cdot 10} = 447,7 \text{ А.}$$

«Результаты расчёта максимальных рабочих токов присоединений системы электроснабжения нового нефтяного месторождения» [15] представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчёта максимальных рабочих токов присоединений системы электроснабжения нового нефтяного месторождения

Наименование присоединения	$I_{\max}, \text{А}$
Ввод 110 кВ	112,6
Ввод 10 кВ	1177,1
Участок буровых установок	447,7
Участок подготовки скважин	213,5
Участок эксплуатации скважин	192,8
Участок сбора и транспортировки нефти	137,7
Участок подготовки нефти	165,3
Участок систем поддержания пластового давления	124,0
Участок энергетического обеспечения	82,6
Участок автоматизации и контроля технологических процессов	62,0

«Выбор сечения проводников выше 1 кВ проводится по экономической плотности тока» [13]:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.}}}{j_{\text{э}}}, \quad (25)$$

где « $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, А/мм^2 » [13].

«Проверка выбранного сечения провода в нормальном режиме» [13]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.}}, \quad (26)$$

где « $I_{\text{доп}}$ – предельно – допустимое значение тока проводника, А » [13].

«Проверка проводника в послеаварийном режиме работы» [13]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.мак}}, \quad (27)$$

где « $I_{\text{р.мак}}$ – максимальный ток, А » [13].

«Проверка по климатическим условиям (минимальное допустимое сечение проводника)» [13]:

$$F_{\text{ст}} \geq F_{\text{мин}}, \text{мм}^2. \quad (28)$$

«Проводится выбор сечения провода питающей ВЛ-110 кВ» [13]:

$$F_3 = \frac{112,6}{1,1} = 102,4 \text{ мм}^2.$$

«Для ВЛ-110 кВ питающей ГПП-110/10 кВ предварительно подтверждён провод марки АААС АЕРО-Z 177 АЗФ» [14].

«Условия проверки ВЛ-110 кВ соблюдены» [13]:

$$506 \text{ А} \geq 80,4 \text{ А},$$

$$506 \text{ А} \geq 112,6 \text{ А},$$

$$177 \text{ мм}^2 \geq 120 \text{ мм}^2.$$

Сечение проводников остальных линий выбраны аналогично и представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты выбора и проверки сечения проводников

Линия	Количество проводников×марка проводника	I _{доп.} А
Питающая ВЛ-110 кВ	2×АААС АЕРО-Z 177 АЗФ	2×506
Участок буровых установок	2×ААБв -10 (3×185)	2×400
Участок подготовки скважин	2×ААБв -10 (3×95)	2×265
Участок эксплуатации скважин	2×ААБв -10 (3×95)	2×265
Участок сбора и транспортировки нефти	2×ААБв -10 (3×70)	2×215
Участок подготовки нефти	2×ААБв -10 (3×70)	2×215
Участок систем поддержания пластового давления	2×ААБв -10 (3×70)	2×215
Участок энергетического обеспечения	2×ААБв -10 (3×35)	2×150
Участок автоматизации и контроля технологических процессов	2×ААБв -10 (3×35)	2×150

Сечения всех выбранных проводников системы электроснабжения нового нефтяного месторождения показаны в графической части работы.

6.2 Выбор распределительных устройств

Проводится выбор типов и марок распределительных устройств для применения на ГПП-110/10 кВ нового нефтяного месторождения.

Для применения на стороне 110 кВ ГПП-110/10 кВ нового нефтяного месторождения предлагается использование комплектного элегазового распределительного устройства (КРУЭ) серии ЯГТ-110 [2].

Данный выбор обоснован требованиями надёжности, компактности и безопасности энергетической инфраструктуры в условиях нефтедобычи.

КРУЭ ЯГТ-110, представленное на рисунке 9, отличается высокой степенью герметичности и защиты от внешних воздействий, что особенно важно в агрессивной среде нефтяного месторождения, где присутствуют повышенная влажность, запылённость и риск коррозии оборудования.



Рисунок 9 – КРУЭ серии ЯГТ-110 АО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ»

В выбранных ячейках элегазовое оборудование позволяет существенно сократить габариты распределительного устройства по сравнению с традиционными воздушными изоляционными системами.

Данный аспект достигается за счёт использования элегаза (SF_6) в качестве изоляционной и дугогасительной среды, что обеспечивает высокую электрическую прочность и позволяет уменьшить расстояния между токоведущими частями.

Компактность КРУЭ ЯГТ-110 облегчает размещение оборудования на ограниченных площадях подстанции, снижает требования к строительству крупных зданий и сооружений, что приводит к сокращению капитальных затрат и времени на монтаж.

Высокий уровень заводской готовности и модульность конструкции КРУЭ ЯГТ-110 упрощают процессы установки и ввода в эксплуатацию, что важно, согласно требованиям [12].

Оборудование поставляется в виде полностью собранных и протестированных блоков, что снижает риски ошибок при монтаже и повышает общую надёжность системы. Герметичная конструкция предотвращает проникновение пыли, влаги и агрессивных газов внутрь оборудования, что увеличивает срок службы и уменьшает необходимость в регулярном техническом обслуживании.

Таким образом, выбор ячеек серии КРУЭ ЯГТ-110 на питающей ГПП-110/10 кВ, полностью обосновано.

На стороне 10 кВ главной понижающей подстанции ГПП-110/10 кВ выбор пал на комплектное закрытое распределительное устройство (КЗР) с ячейками марки КРУ 2-10 К2-МУ. Такое решение обусловлено требованиями к повышенной безопасности и функциональности распределительных устройств среднего напряжения в условиях эксплуатации на нефтяном месторождении.

КЗР с ячейками КРУ 2-10 К2-МУ [20], представленные на рисунке 10, обеспечивает высокий уровень защиты персонала от электрических дуг и

других опасных факторов, благодаря полностью закрытой конструкции и применению современных систем блокировок и защиты.

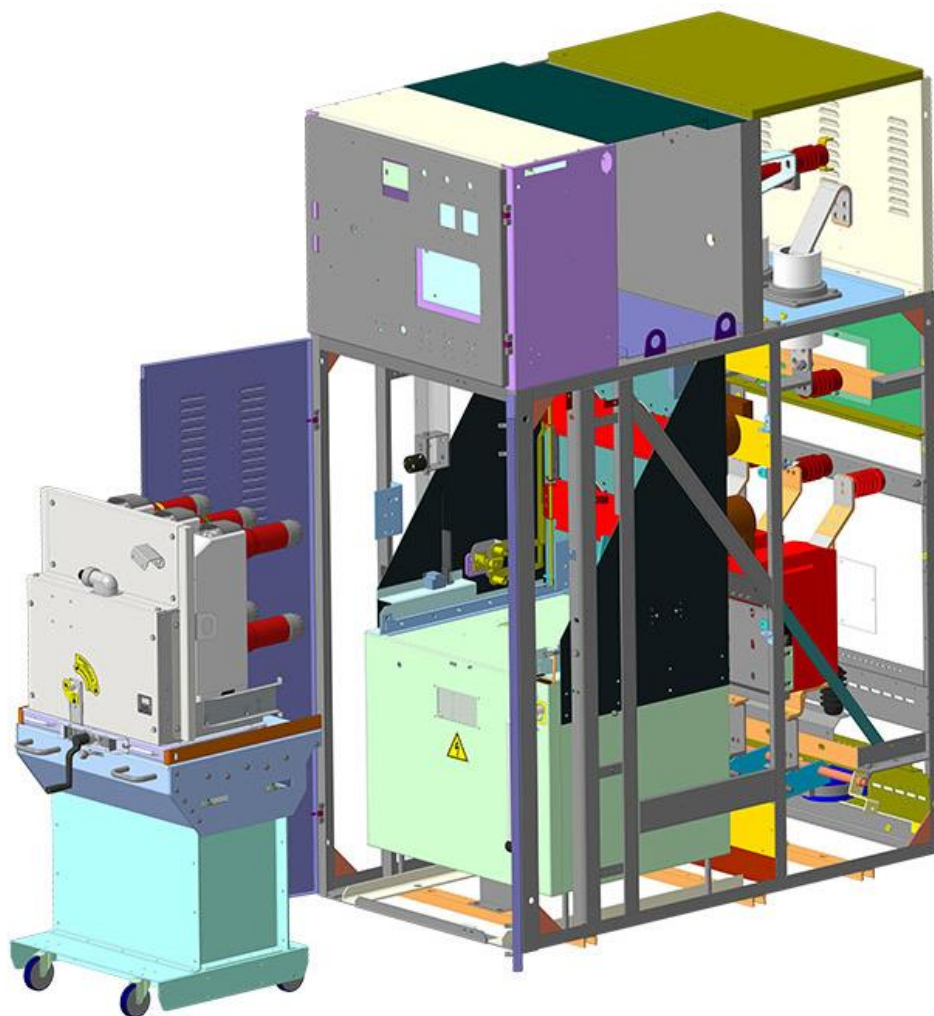


Рисунок 10 – ЗРУ с ячейками КРУ 2-10 К2-МУ

Ячейки КРУ 2-10 К2-МУ оснащены вакуумными выключателями, которые обладают высокой коммутационной износостойкостью и способностью отключать токи короткого замыкания без существенного износа контактов.

Вакуумная технология гашения дуги повышает надёжность работы оборудования и снижает эксплуатационные расходы. Компактность и модульность ячеек позволяют оптимально организовать пространство распределительного устройства, обеспечивая удобный доступ для обслуживания и возможности расширения системы при необходимости.

Применение КЗР с ячейками КРУ 2-10 К2-МУ способствует повышению устойчивости системы электроснабжения к внешним воздействиям и аварийным ситуациям.

Современные системы релейной защиты и автоматики, интегрированные в ячейки, обеспечивают быстрый и точный отклик на нештатные режимы работы, минимизируя риски повреждения оборудования и перебоев в электроснабжении.

Данный аспект особенно важен для технологических процессов нефтедобычи, где непрерывность и стабильность электроснабжения имеют критическое значение.

Выбор указанного оборудования соответствует современным тенденциям в области энергетики, направленным на повышение энергоэффективности, безопасности и экологической устойчивости.

КРУЭ серии ЯГТ-110 и КЗР с ячейками КРУ 2-10 К2-МУ изготавливаются с использованием современных материалов и технологий, повышающих надёжность системы электроснабжения, а также снижающих негативное воздействие на окружающую среду и обеспечивающих возможность последующей утилизации или переработки компонентов данных шкафов.

Таким образом, применение элегазового распределительного устройства серии ЯГТ-110 на стороне 110 кВ и комплектного закрытого распределительного устройства с ячейками КРУ 2-10 К2-МУ на стороне 10 кВ ГПП-110/10 кВ нового нефтяного месторождения обосновано требованиями к повышенной надёжности, безопасности и эффективности системы электроснабжения.

Такое решение обеспечивает оптимальное сочетание технических характеристик оборудования с особенностями эксплуатации в условиях нефтяной промышленности, способствуя устойчивой и безопасной работе энергетической инфраструктуры месторождения.

6.3 Выбор и проверка электрических аппаратов

Следующим этапом проектирования является выбор и проверка электрических аппаратов напряжением 110 кВ и 10 кВ для установки на питающей ГПП-110/10 кВ нового нефтяного месторождения.

В распределительном устройстве 110 кВ данной подстанции осуществляется подбор конкретных модулей ранее выбранного КРУЭ серии ЯГТ-110, соответствующих требованиям надёжности и безопасности эксплуатации в условиях нефтяной промышленности.

В распределительном устройстве 10 кВ той же ГПП проводится выбор аппаратов для оснащения ячеек комплектного распределительного устройства (КРУ) 2-10 К2-МУ.

Особое внимание уделяется основным коммутационным и защитным аппаратам, среди которых ключевую роль играют высоковольтные выключатели, обеспечивающие надёжное отключение токов перегрузки и короткого замыкания.

При выборе оборудования учитываются климатические условия региона, специфика технологических процессов нефтяного месторождения и требования нормативных документов. Высокое качество и надёжность выбранных электрических аппаратов являются залогом стабильной и безопасной работы системы электроснабжения, что имеет критическое значение для непрерывности производственных процессов и предотвращения аварийных ситуаций.

Кроме того, проводится анализ совместимости выбранных аппаратов с системой релейной защиты и автоматики, что позволяет обеспечить эффективное взаимодействие всех компонентов энергосистемы.

Тщательный подход к выбору и проверке электрических аппаратов способствует оптимизации технических решений, повышению энергоэффективности и снижению эксплуатационных затрат.

В результате достигается оптимальное сочетание технических характеристик, экономической целесообразности и соответствия современным стандартам энергетической отрасли.

Особое внимание уделяется основным коммутационным и защитным аппаратам, среди которых ключевую роль играют высоковольтные выключатели, обеспечивающие надёжное отключение токов перегрузки и короткого замыкания. Результаты выбора выключателей представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты выбора выключателей высокого напряжения системы электроснабжения нового нефтяного месторождения

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
«Выключатели модуля КРУЭ серии ЯГТ-110 (элегазовые)» [2]	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 112,6 \text{ А.}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А.}$
	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	$I_{\text{п.т}} = 1,26 \text{ кА.}$	$I_{\text{отк.ном}} = 80 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 2,42 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин.}} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,26^2 \cdot 3 = 4,76 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2\text{с.}$
«Выключатели КРУ 10 кВ: ВВУ–СЭЩ–10–20/1600 УЗ (вакуумные)» [20]	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 1177,1 \text{ А.}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А.}$
	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	$I_{\text{п.т}} = 19,57 \text{ кА.}$	$I_{\text{отк.ном}} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 36,84 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин.}} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 19,57^2 \cdot 3 = 1149 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Разъединители есть только в КРУЭ-110 кВ (элегазовые модули разъединителей).

В ЗРУ-10 кВ с ячейками КРУ роль разъединителей выполняют втычные контакты. Результаты выбора новых разъединителей для установки в КРУЭ-110 кВ ГПП-110/10 кВ системы электроснабжения нового нефтяного месторождения представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты выбора модулей разъединителей КРУЭ-110 кВ ГПП-110/10 кВ системы электроснабжения нового нефтяного месторождения

Наименование и место установки	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
«Разъединители модуля КРУЭ серии ЯГТ-110» [2]	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном.}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном.}}$	$I_{\text{max}} = 112,6 \text{ А.}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 2,42 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин.}} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,26^2 \cdot 3 = 4,76 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2\text{с.}$

«Результаты выбора трансформаторов напряжения питающей ГПП-110/10 кВ системы электроснабжения нового нефтяного месторождения» [11], представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты выбора трансформаторов напряжения ГПП-110/10 кВ системы электроснабжения нового нефтяного месторождения

Тип ТН	Кол-во ТН	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{\text{уст}}}$, кВ	$\frac{S_n}{S_2 \Sigma}$, ВА
«ТН модуля КРУЭ серии ЯГТ-110» [2]	2	1,0	$\frac{110}{110}$	$\frac{1200,0}{\leq 1200,0}$
«НАЛИ-СЭЩ-10» [20]	2	1,0	$\frac{10}{10}$	$\frac{600,0}{\leq 600,0}$

«Результаты выбора трансформаторов тока питающей ГПП-110/10 кВ нового нефтяного месторождения, представлены в таблице 10» [11].

Таблица 10 – Результаты выбора трансформаторов тока питающей ГПП-110/10 кВ объекта проектирования

Тип ТТ	Кол-во ТН	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{\text{уст}}}$, кВ	$\frac{S_n}{S_2 \Sigma}$, ВА
«ТТ модуля КРУЭ серии ЯГТ-110» [2]	2	1,0	$\frac{110}{110}$	$\frac{1200,0}{\leq 1200,0}$
«ТОЛ-СЭЩ-10» [20]	2	1,0	$\frac{10}{10}$	$\frac{60,0}{\leq 60,0}$

Применение ограничителей перенапряжения (ОПН) в системе электроснабжения нового нефтяного месторождения имеет решающее значение для защиты оборудования от грозových и коммутационных перенапряжений, которые могут привести к серьёзным авариям, повреждениям и выходу из строя ключевых элементов энергетической инфраструктуры.

Выбор ограничителей перенапряжения для распределительных устройств как 110 кВ, так и 10 кВ обоснован спецификой их работы в условиях нефтедобывающих объектов и требованиями по повышенной надёжности и безопасности.

Для элегазового распределительного устройства (КРУЭ) напряжением 110 кВ выбор ограничителя перенапряжения типа ОПН–РК–110/88 связан с необходимостью надёжной защиты высоковольтного оборудования, такого как трансформаторы, выключатели и другие устройства. ОПН–РК–110/88 обеспечивает эффективное ограничение грозových перенапряжений, возникающих в сети во время грозовой активности или при коммутационных переключениях, что существенно снижает риск повреждения изоляции высоковольтных аппаратов. Герметичная конструкция КРУЭ, в сочетании с ОПН, повышает надёжность работы оборудования за счёт минимизации воздействий внешних факторов, таких как осадки, пыль и влага, характерные для нефтедобывающих регионов.

Кроме того, ОПН–РК–110/88 разработан с учётом требований к длительной работе в условиях высоких нагрузок, что критически важно для нефтяных месторождений, где стабильность электроснабжения является ключевым фактором безопасности и производительности.

Устойчивость к экстремальным климатическим условиям, включая высокие и низкие температуры, а также к воздействию механических нагрузок, позволяет использовать данный ограничитель в суровых условиях эксплуатации, минимизируя риски выхода оборудования из строя.

Для распределительных устройств на напряжении 10 кВ, таких как ячейки КРУ, применение ограничителя перенапряжения ОПН-п 6/7.2/10/400 связано с необходимостью защиты оборудования среднего напряжения от перенапряжений, возникающих в результате коммутационных операций или внешних воздействий.

В распределительных устройствах 10 кВ основное оборудование, включая выключатели, трансформаторы тока и напряжения, а также другие ключевые элементы, подвергается риску повреждения из-за переходных процессов, возникающих при изменениях в нагрузках, коротких замыканиях и других аварийных ситуациях.

Выбранный тип ОПН-п 6/7.2/10/400 эффективно ограничивает перенапряжения, снижая риск пробоя изоляции и продлевая срок службы оборудования. ОПН-п 6/7.2/10/400 отличается высокой надёжностью и долговечностью, что особенно важно в условиях нефтедобывающих месторождений, где техническое обслуживание энергетической инфраструктуры может быть затруднено из-за удалённости объектов и суровых климатических условий.

Применение ОПН в системе электроснабжения месторождения позволяет предотвратить неожиданные отключения и аварийные ситуации, что критически важно для обеспечения непрерывности технологических процессов добычи нефти.

Эффективность работы ограничителей перенапряжения, таких как ОПН-РК-110/88 и ОПН-п 6/7.2/10/400, способствует повышению общей надёжности системы электроснабжения и снижению эксплуатационных затрат за счёт уменьшения частоты ремонтов и замены оборудования.

Использование современных материалов и технологий производства данных ограничителей перенапряжения обеспечивает их устойчивость к воздействию грозовых разрядов и коммутационных перенапряжений, гарантируя защиту от скачков напряжения и перегрузок, которые могут возникнуть в результате нештатных ситуаций.

Таким образом, выбор ОПН-РК-110/88 для распределительных устройств высокого напряжения 110 кВ и ОПН-п 6/7.2/10/400 для устройств среднего напряжения 10 кВ обоснован их высокой эффективностью в условиях эксплуатации на новом нефтяном месторождении.

Выбранные ОПН обеспечивают защиту критически важных элементов энергосистемы от перенапряжений, способствуют повышению надёжности и долговечности оборудования, а также минимизируют эксплуатационные риски, что необходимо для безопасной и бесперебойной работы объекта проектирования. Следовательно, их выбор на объекте обоснован.

Выводы по разделу.

Для ВЛ-110 кВ питающей ГПП-110/10 кВ выбран и проверен современный провод марки АААС АЕРО-Z 177 АЗФ. Для распределительной сети 10 кВ объекта приняты силовые кабели марки ААБв-10 различных сечений.

Установлено, что выбранные в работе КРУЭ серии ЯГТ-110 и КЗР с ячейками КРУ 2-10 К2-МУ изготавливаются с использованием современных материалов и технологий, повышающих надёжность системы электроснабжения, а также снижающих негативное воздействие на окружающую среду и обеспечивающих возможность последующей утилизации или переработки компонентов данных шкафов. Таким образом было установлено, что применение элегазового распределительного устройства серии ЯГТ-110 на стороне 110 кВ и комплектного закрытого распределительного устройства с ячейками КРУ 2-10 К2-МУ на стороне 10 кВ ГПП-110/10 кВ нового нефтяного месторождения обосновано требованиями к повышенной надёжности, безопасности и эффективности системы электроснабжения. Для указанных ячеек выбраны и проверены современные электрические аппараты, которые обеспечивают оптимальное сочетание технических характеристик оборудования с особенностями эксплуатации в условиях нефтяной промышленности, способствуя устойчивой и безопасной работе энергетической инфраструктуры месторождения.

7 Выбор системы релейной защиты и автоматики питающей ГПП-110/10 кВ месторождения

Проводится обоснование выбора системы релейной защиты и автоматики (РЗА) питающей ГПП-110/10 кВ месторождения согласно требованиям и нормам, представленным в [1].

Для реализации данной цели, выбран терминал защиты серии БЭ2502Б [18].

Установлено, что применение терминалов защиты серии БЭ2502Б на питающей ГПП- 110/10 кВ нового нефтяного месторождения обосновано рядом технических и эксплуатационных преимуществ, которые соответствуют специфическим требованиям нефтяной промышленности.

Терминалы РЗА серии БЭ2502Б, показанные на рисунке 11, являются современными микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики, предназначенными для обеспечения надёжной и эффективной защиты высоковольтного оборудования, такого как трансформаторы, линии электропередачи и распределительные устройства.



Рисунок 11 – Терминал РЗА серии БЭ2502Б

Таким образом, он подходит для обеспечения защит всех основных элементов системы электроснабжения проектируемого месторождения, являясь универсальным решением.

Одним из ключевых факторов выбора терминалов БЭ2502Б является их высокая функциональность и адаптивность к сложным режимам работы энергосистемы нефтяного месторождения.

Устройства обеспечивают широкий спектр защитных функций, включая дифференциальную защиту, дистанционную защиту, защиту от перегрузок и коротких замыканий, а также защиту от перенапряжений. Такой комплекс защитных функций позволяет эффективно обнаруживать и быстро устранять аварийные ситуации, минимизируя риск повреждения оборудования и перебоев в электроснабжении, что критически важно для непрерывности технологических процессов добычи нефти.

Высокая скорость обработки сигналов и точность измерений терминалов БЭ2502Б обеспечивают оперативное реагирование на нештатные режимы работы сети [2].

Применение современных алгоритмов цифровой обработки сигналов и передовых технологий измерения позволяет обнаруживать и локализовать повреждения с высокой точностью, что способствует повышению общей надёжности энергосистемы.

В условиях нефтяного месторождения, где безопасность и стабильность работы оборудования имеют первостепенное значение, такие характеристики терминалов являются существенным преимуществом.

Терминалы серии БЭ2502Б поддерживают современные протоколы связи и могут интегрироваться в автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) и системы диспетчерского контроля и управления (SCADA) [2].

Наличие указанных функций позволяет осуществлять дистанционный мониторинг и управление оборудованием, проводить анализ данных в

реальном времени и принимать обоснованные решения по оптимизации режимов работы энергосистемы.

Возможность интеграции в единую информационную среду повышает эффективность эксплуатации и обслуживания оборудования, сокращает время реакции на аварийные ситуации и снижает эксплуатационные затраты.

Устройства РЗА серии БЭ2502Б разработаны с учётом требований к эксплуатации в суровых климатических условиях и агрессивных средах, характерных для нефтяных месторождений.

Высокая устойчивость к вибрациям, пыли, влаге и экстремальным температурам обеспечивает длительный срок службы и стабильность работы терминалов в течение всего периода эксплуатации. Данный аспект особенно важен в удалённых районах, где проведение технического обслуживания может быть затруднено, а надёжность оборудования напрямую влияет на безопасность персонала и эффективность производственных процессов.

С точки зрения экономической эффективности, применение многофункциональных терминалов защиты серии БЭ2502Б позволяет сократить количество отдельных устройств релейной защиты и автоматики, уменьшить объём монтажных работ и снизить затраты на техническое обслуживание.

Унификация оборудования и программного обеспечения облегчает обучение персонала и повышает эффективность эксплуатации энергетической инфраструктуры.

Кроме того, возможность масштабирования и обновления функционала терминалов обеспечивает адаптацию системы защиты к изменяющимся требованиям и условиям эксплуатации без существенных дополнительных инвестиций.

Соответствие терминалов БЭ2502Б международным стандартам и нормативным требованиям в области электротехники и промышленной безопасности является ещё одним аргументом в пользу их применения.

Наличие указанных характеристик гарантирует высокий уровень качества и безопасности оборудования, упрощает процесс сертификации и ввода в эксплуатацию, а также обеспечивает совместимость с оборудованием других производителей.

В результате повышается общая надёжность и эффективность системы электроснабжения, что способствует успешной и безопасной эксплуатации нефтяного месторождения.

Таким образом, выбор терминалов защиты серии БЭ2502Б для установки на питающей ГПП-110/10 кВ нового нефтяного месторождения обоснован их передовыми техническими характеристиками, высокой надёжностью, функциональной гибкостью и соответствием специфическим требованиям нефтяной отрасли.

Применение данных устройств обеспечивает комплексную защиту энергетической инфраструктуры месторождения, повышает безопасность и эффективность производственных процессов, а также способствует достижению стратегических целей предприятия в области устойчивого развития и конкурентоспособности.

Выводы по разделу.

Для обеспечения функций релейной защиты и автоматики в системе электроснабжения нового нефтяного месторождения, выбрано и обосновано применение терминалов РЗиА серии БЭ2502Б, которые являются современными микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики, предназначенными для обеспечения надёжной и эффективной защиты высоковольтного оборудования, такого как трансформаторы, линии электропередачи и распределительные устройства.

Заключение

Разработана система электроснабжения нового нефтяного месторождения, расположенного на территории Республики Татарстан вблизи г. Набережные Челны, с акцентом на обоснование принятых технических решений.

Проведён анализ климатических и топографических условий нового нефтяного месторождения, расположенного на территории Республики Татарстан вблизи г. Набережные Челны. Установлено, что в проекте необходимо учитывать температурные колебания, осадки, ветровые нагрузки, особенности рельефа и грунтов, а также гидрогеологические и экологические факторы, что позволит обеспечить надёжность, безопасность и эффективность эксплуатации системы электроснабжения месторождения в долгосрочной перспективе. По результатам анализа исходных технических данных установлено, что основными технологическими потребителями нового нефтяного месторождения в Республике Татарстан возле города Набережные Челны являются восемь производственных участков, обеспечивающих полный цикл добычи, подготовки и транспортировки нефти. Указанные объекты относятся ко второй категории надёжности электроснабжения, что требует организации системы энергоснабжения с повышенными требованиями к резервированию и устойчивости.

Согласно нормативным требованиям, для потребителей второй категории надёжности необходимо обеспечить электроснабжение от двух независимых источников питания. Поэтому на источнике питания предусматриваются два ввода электроэнергии, что повышает общую устойчивость системы электроснабжения и обеспечивает непрерывность технологических процессов. Обеспечение двух вводов на источнике питания гарантирует необходимый уровень надёжности и устойчивости энергосистемы, что имеет решающее значение для успешной эксплуатации объекта. Необходимость двух вводов обусловлена критической важностью

бесперебойного электроснабжения для предотвращения остановки оборудования, нарушения технологических режимов и существенных экономических потерь.

В системе электроснабжения нового месторождения приняты следующие основные электротехнические устройства:

- питающая ГПП-110/10 кВ;
- распределительные ТП-10/0,4 кВ;
- силовые вводные шкафы потребителей месторождения.

Для питающей ГПП-110/10 кВ на стороне ВН (110 кВ) предлагается применить схему 110 – 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий», для РУ-10 кВ ГПП-110/10 кВ нового нефтяного месторождения принимается схема 10–1 «Одна, секционированная выключателем, система шин».

От шин распределительного устройства напряжением 10 кВ главной понижающей подстанции ГПП-110/10 кВ планируется питание восьми понизительных цеховых подстанций ТП-10/0,4 кВ, которые необходимы для преобразования напряжения с 10 кВ до 0,38/0,22 кВ.

При анализе также было установлено, что в системе электроснабжения проектируемого объекта отсутствуют отдельные высоковольтные потребители (в виду отсутствия необходимости глубокого бурения скважин, что обусловлено топологическими характеристиками региона). Таким образом, все нагрузки месторождения будут запитаны по радиальной схеме через распределительные трансформаторные подстанции ТП-10/0,4 кВ, обеспечивающие напряжение 0,38/0,22 кВ. Такой подход обусловлен спецификой технологических процессов месторождения, где основное оборудование и инфраструктура рассчитаны на низковольтное питание.

В результате расчёта электрических нагрузок нового нефтяного месторождения было установлено, что суммарная расчётная нагрузка питающей ГПП-110/10 кВ системы электроснабжения данного объекта составила 17617,3 кВА.

При этом суммарная активная нагрузка питающей ГПП-110/10 кВ системы электроснабжения нового нефтяного месторождения составила 16560 кВт, а суммарная реактивная нагрузка данной подстанции – 6011,2 квар.

Проведённые исследования подтвердили, что использование в системе электроснабжения месторождения на всех восьми распределительных двухтрансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ месторождения силовых трансформаторов марки ТМ-10/0,4 кВ, является оптимальным решением.

Для установки в системе электроснабжения нового месторождения выбраны и проверены такие марки силовых трансформаторов 10/0,4 кВ:

- ТМГ-630/10 – 2 единицы;
- ТМГ-1000/10 – 2 единицы;
- ТМГ-1250/10 – 4 единицы;
- ТМГ-1600/10 – 4 единицы;
- ТМГ-2000/10 – 2 единицы;
- ТМГ-4000/10 – 2 единицы.

Установлено, что значения максимальных трёхфазных токов КЗ в системе электроснабжения нового нефтяного месторождения будут следующими:

- на выводах 110 кВ питающей ГПП-110/10 кВ – 1,26 кА;
- на выводах 10 кВ питающей ГПП-110/10 кВ – 5,08 кА.

Соответственно, значения максимальных ударных токов короткого замыкания в указанных расчётных точках будут составлять:

- на выводах 110 кВ питающей ГПП-110/10 кВ – 9,22 кА;
- на выводах 10 кВ питающей ГПП-110/10 кВ – 16,81 кА.

Для ВЛ-110 кВ питающей ГПП-110/10 кВ выбран и проверен современный провод марки АААС АЕРО-Z 177 АЗФ. Для распределительной сети 10 кВ объекта приняты силовые кабели марки ААБв-10 различных сечений.

Установлено, что выбранные в работе КРУЭ серии ЯГТ-110 и КЗР с ячейками КРУ 2-10 К2-МУ изготавливаются с использованием современных

материалов и технологий, повышающих надёжность системы электроснабжения, а также снижающих негативное воздействие на окружающую среду и обеспечивающих возможность последующей утилизации или переработки компонентов данных шкафов. Таким образом было установлено, что применение элегазового распределительного устройства серии ЯГТ-110 на стороне 110 кВ и комплектного закрытого распределительного устройства с ячейками КРУ 2-10 К2-МУ на стороне 10 кВ ГПП-110/10 кВ нового нефтяного месторождения обосновано требованиями к повышенной надёжности, безопасности и эффективности системы электроснабжения. Для указанных ячеек выбраны и проверены современные электрические аппараты, которые обеспечивают оптимальное сочетание технических характеристик оборудования с особенностями эксплуатации в условиях нефтяной промышленности, способствуя устойчивой и безопасной работе энергетической инфраструктуры месторождения.

Для обеспечения функций релейной защиты и автоматики в системе электроснабжения нового нефтяного месторождения, выбрано и обосновано применение терминалов РЗиА серии БЭ2502Б, которые являются современными микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики, предназначенными для обеспечения надёжной и эффективной защиты высоковольтного оборудования, такого как трансформаторы, линии электропередачи и распределительные устройства.

Таким образом, в результате проведения исследований показано, что разработанная система электроснабжения нового нефтяного месторождения, расположенного на территории Республики Татарстан вблизи г. Набережные Челны, характеризуется повышенными показателями надёжности, экономичности и безопасности с учётом требуемого уровня бесперебойности передачи электроэнергии, что критически важно для стабильной работы производственных процессов на месторождении.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Агафонов А.И., Бростилова Т. Ю., Джазовский Н. Б. Современная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 300 с.

2. АО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ» КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ЭЛЕГАЗОВЫЕ (КРУЭ). [Электронный ресурс]: URL: <https://elektroapparat.ru/upload/iblock/ca1/ca12d9fcae4a5c3bbc248659232842a6.pdf> (дата обращения: 09.10.2024).

3. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 09.10.2024).

4. Кабели ААБв-10. [Электронный ресурс]: URL: https://www.kamkabel.ru/production/catalog/kabeli-obshhepromyshlennye/silovye-v-bumazhnoj-izolyatsii/silovye-v-bumazhnoj-izolyatsii_761.html (дата обращения: 09.10.2024).

5. Климат Набережные Челны (Российская Федерация). [Электронный ресурс]: URL: <https://ru.climate-data.org/азия/россииская-федерация/татарстан/набережные-челны-1819/> (дата обращения: 09.10.2024).

6. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. М.: Академия, 2021. 400 с.

7. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.

8. Линия: Заводская (67498838). [Электронный ресурс]: URL: <https://www.openstreetmap.org/way/67498838> (дата обращения: 09.10.2024).

9. Месторождения нефти на территории Республики Татарстан. [Электронный ресурс]: URL: https://beloil.ucoz.ru/publ/oao_quot_tatneft_quot/tatneft/18-1-0-91 (дата

обращения: 09.10.2024).

10. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 с.

11. Нефтегазовое оборудование. [Электронный ресурс]: URL: <https://zavod-volna.com/press/articles/neftegazovoe-oborudovanie/> (дата обращения: 09.10.2024).

12. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Изд-во ДЕАН, 2022. 192 с.

13. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Изд-во ЦентрМаг, 2022. 584 с.

14. Провод АААС AERO-Z 177 АЗФ. [Электронный ресурс]: URL: <https://atomdv.com/catalog/product/54981/> (дата обращения: 09.10.2024).

15. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817179.htm> (дата обращения: 09.10.2024).

16. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие. М.: Форум, 2021. 383 с.

17. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 406 с.

18. Терминал релейной защиты и автоматики БЭ2502Б. [Электронный ресурс]: URL: <https://ekra.ru/product/rza-ps-6-35/t-rza/be2502b/> (дата обращения: 09.10.2024).

19. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях. М.: Форум, Инфра-М, 2019. 495 с.

20. Ячейка КРУ 2-10 К2-МУ. [Электронный ресурс]: URL: <https://zsea.ru/katalog/yachejki-kru-6-10-kv/yachejki-kru2-10/shkaf-kru-2-10-ispolnenie/> (дата обращения: 09.10.2024).