

## Напряжение 20 кВ в схемах электроснабжения нефтяных месторождений

### Voltage 20 kV in oil fields power supply circuits

V.P. Fraysteter<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Giprotyumenneftegas PJSC, HMS Group, RF, Tyumen

E-mail: fray@gtng.ru

**Keywords:** power supply system, electrical system, electrical circuit, stages of development, voltage classes, transformer substations and power lines, power supply sources

Recently, the sphere of application of the 20 kV voltage class in electrical distribution system of various purposes has been expanding extensively. Voltage 20 kV is included in the standard range of rated voltages 10 – 20 – 35 kV. First of all, the transfer of electrical networks traditionally using voltages of 10 (6) and 35 kV to 20 kV networks is considered. Tables and graphs presented in various publications illustrate theoretically substantiated results: with an increase in voltage in overhead transmission line of the same section, it is possible to transmit more power or reduce power (and voltage) losses, or to find the optimal balance of the ratio of transmitted power and power losses. However, from the point of view of the power supply, oil fields as technological objects have their own peculiarities that should be taken into account when their power supply systems are designed. The main purpose here is to ensure a flexible response of power supply systems to technologically determined changes in electrical loads, the optimal location of technological facilities, expansion of the territory at all stages of field development, while maintaining the required level of reliability and quality of power supply to facilities. In the classical oil field power supply system with voltages of 35 and 10 kV, the basic power supply network of the oil field with the necessary power resources is formed at a voltage of 35 kV with the placement of substations in the centers of electrical loads of the oil fields. The 10 kV network can flexibly respond to changes in the location and capacity of individual technological objects. Such a scheme provides the required power supply reliability and flexibility at all stages of development. The transfer of the oil field's power supply system to 20 kV will drastically limit its ability to respond to changing technology requirements, both due to its less flexibility compared to the 10 kV network and due to capacity limitations compared to the 35 kV network. Therefore, with all the active general industrial development of 20 kV networks, the widespread use of this voltage class for power supply of oil fields does not seem promising.

В последнее время достаточно активно обсуждается вопрос приоритетного применения напряжения 20 кВ: внедрение этого класса напряжения в распределительных сетях, замена на напряжение 20 кВ сетей 6(10) кВ и комбинированных сетей 6(10)–35 кВ.

В СССР напряжение 20 кВ было введено в стандарт в начале 60-х годов XX века, но практически стало появляться в городских электрических сетях в 80-е годы. Это было обусловлено интенсивным развитием электрических нагрузок новых жилых районов: увеличивались фактические и соответственно расчетные электрические нагрузки квартир и общедомовых потребителей; резко возрастала этажность новых домов. При том же территориальном распределении электрические нагрузки в узлах сети резко увеличились, поэтому переход электроснабжения от напряжения 6(10) кВ к напряжению 20 кВ в новых районах крупных городов (в первую очередь в г. Москве) при данных условиях был обоснован и технически, и экономически.

В.П. Фрайштетер<sup>1</sup>, к.т.н.

<sup>1</sup>ПАО «Гипротюменнефтегаз», Группа ГМС

Адрес для связи: fray@gtng.ru

**Ключевые слова:** система электроснабжения, электрическая сеть, электрическая схема, этапы развития, классы напряжения, трансформаторные подстанции, линии электропередачи, источники электроснабжения

DOI: 10.24887/0028-2448-2021-7-132-137

С общетехнической точки зрения напряжение 20 кВ входит в рекомендованный ГОСТ 29322–2014 ряд номинальных напряжений 10–20–35 кВ. Соотношения передаваемой мощности, потерь мощности, длин линий электропередачи (ЛЭП), потерь напряжения, с одной стороны, и номинального напряжения сети, с другой, очевидны. Чем выше класс напряжения, тем лучше электротехнические показатели: при повышении напряжения по высоковольтным линиям (ВЛ) того же сечения можно либо передать большую мощность, либо снизить потери мощности (и напряжения), либо установить оптимальный баланс соотношения передаваемой мощности и потерь.

Очевидно также, что с учетом стоимости строительства и эксплуатации ЛЭП каждый класс напряжения имеет границы оптимального применения. На рис. 1 представлена зависимость расчетного класса напряжения от длины ЛЭП и передаваемой по ЛЭП мощности, построенная по известной формуле Вейкерта  $U=3\sqrt{S}+0,5l$  ( $S$  – передаваемая полная мощность,  $l$  – длина ЛЭП), которая применяется для рассматриваемого диапазона напряжений. Из рис. 1 видно, что каждый класс напряжения имеет оптимальное соотношение передаваемой мощности и длины ЛЭП. Кроме того, по формуле Вейкерта область (площадь на графике) эффективного применения напряжения увеличивается по мере повышения напряжения (зона эффективности напряжения 35 кВ на рис. 1 показана лишь частично).

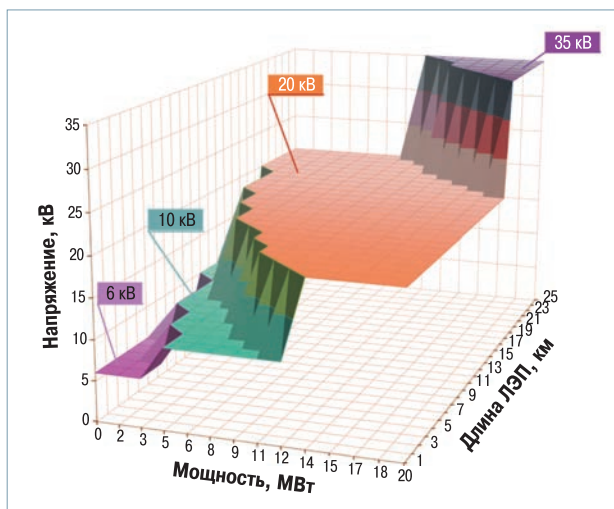


Рис. 1. Зависимость расчетного класса напряжения от длины ЛЭП и передаваемой по ЛЭП мощности (зона эффективного напряжения 35 кВ за пределами зоны 20 МВт и 25 км не показана)

Приведенный краткий анализ подтверждает зависимость области рационального применения каждого класса напряжения от технических параметров ЛЭП (длины, сечения провода) и передаваемой мощности. Очевидно также, что в зависимости стоимостных параметров (стоимости оборудования и строительства ЛЭП, подстанций (ПС) и последующей их эксплуатации, электроэнергии) области эффективного применения класса напряжения могут смещаться.

В большинстве работ, обосновывающих эффективность и целесообразность перехода на напряжение 20 кВ, рассматривается повышение класса напряжения от 6–10 до 20 кВ [1, 2]. В работе [3] приведены данные о применении напряжения 20 кВ в Ханты-Мансийском автономном округе – основном нефтедобывающем регионе страны. Однако отметим, что в работе [3] обсуждаются не нефтяные объекты, а районные электрические сети, питающие населенные пункты, распределенные на большой территории. В статье [3] предполагается, что напряжение 20 кВ заменит в распределительных сетях региона напряжение 10 и 35 кВ. При этом экономический эффект будет достигнут в том числе и за счет того, что в эксплуатации останется только один класс напряжения – 20 кВ.

По стоимости оборудования и его габаритам, конструктивной сложности, затратам на обслуживание, а также нормативным требованиям в ряду 10–20–35 кВ класс напряжения 20 кВ смещен ближе к 10 кВ [2]. Следовательно, при переходе от 10 к 20 кВ при относительно небольшом увеличении затрат на оборудование обеспечивается либо значительное снижение потерь электроэнергии при передаче той же мощности, либо существенное увеличение передаваемой мощности или длины ЛЭП при тех же потерях электроэнергии. В настоящее время номенклатура оборудования на напряжение 20 кВ ограничена. Однако по мере развития этого направления и появления нового электрооборудования данного класса (ПС широкого спектра мощностей и исполнения, коммутационные аппараты, реклоузеры, распределительные устройства (РУ), устройства управления реактивной мощностью на основе устройств сило-

вой электроники и др.) область эффективного применения напряжения 20 кВ будет расширяться.

В работах [4, 5] обосновывается целесообразность применения напряжения 20 кВ на нефтегазовых месторождениях, но при этом рассматриваются конкретные ситуации, т.е. определенные длины ВЛ и величины передаваемой мощности, стоимость строительства и эксплуатации ЛЭП, электроэнергии, в которых эффективно напряжение 20 кВ. Однако нефтяные месторождения и системы их электроснабжения характеризуются своими особенностями, которые должны учитываться при выборе классов напряжения. На каждом месторождении независимо от источника электроснабжения (внешняя электрическая сеть с питающей ВЛ в основном напряжением 110 кВ либо собственная электростанция) имеется один или несколько центров питания (ЦП): главные понизительные подстанции (ГПП) в варианте внешней ВЛ либо РУ электростанции собственных нужд (ЭСН). ГПП или ЭСН размещаются, как правило, рядом с наиболее крупными технологическими объектами: площадками подготовки нефти, насосными станциями перекачки нефти, системами поддержания пластового давления, компрессорными станциями нефтяного газа. Электроснабжение этих технологических объектов осуществляется от шин 10(6) кВ ЦП (обмотки трансформаторов ГПП, шины генераторного напряжения ЭСН). На большинстве технологических площадок в приводе крупных насосных и компрессорных установок применяются высоковольтные электродвигатели напряжением 10(6) кВ, т.е. данный класс напряжения на нефтяном месторождении полностью исключить нельзя.

Напряжения 6 и 10 кВ фактически являются напряжениями одного класса. Поэтому далее в статье будет рассматриваться только напряжение 10 кВ.

От ЦП электроэнергия также должна быть передана всем потребителям (технологическим объектам) месторождения. Технологические объекты нефтепромыслов распределены по всей территории месторождения в виде следующих отдельных площадок.

- Технологическая площадка сбора, подготовки и перекачки нефти и газа, насосных станций системы поддержания пластового давления. Число таких технологических площадок может изменяться от 1 до 3. Типовые электрические нагрузки составляют от 2–4 до 15–20 МВт.

- Кусты эксплуатационных скважин и одиночные добывающие скважины, распределенные по всей территории месторождения и фактически определяющие его наземный контур. Число кустовых площадок на месторождении может составлять несколько десятков с нагрузкой от нескольких сотен киловатт до 2–3 МВт и более.

- Площадки вспомогательных объектов, которые также могут находиться на территории месторождения.

Такое рассредоточенное расположение технологических объектов характерно только для нефтегазодобычи. От районной электрической сети, которая, например, рассматривается в работе [3], электрическая сеть нефтяного месторождения отличается меньшей протяженностью магистралей напряжением 35 кВ и большей разветвленностью сети 10 кВ.

Для построения распределительной электрической сети месторождения, выбора классов напряжения сети необходимы:

- контур (план) месторождения с результатами инженерно-геологических изысканий (топографических, гидрографических, геологических и др.);
- план размещения на территории месторождения кустовых площадок и одиночных скважин;
- план размещения основных технологических площадок (объектов) (дожимных и кустовых насосных станций, центрального пункта сбора и др.);
- трассы промысловых технологических коммуникаций (дороги, трубопроводы), а также трасса (ее варианты) трубопровода внешнего транспорта нефти.

Исходя из этих данных размещается ГПП с питающей ЛЭП (в большинстве случаев, как отмечалось, напряжением 110 кВ) и формируется распределительная электрическая сеть месторождения. Для электроснабжения распределенных по территории месторождения технологических объектов предусматривается развитая электрическая сеть с типовыми (традиционными) классами напряжения 110/35/10 кВ. ГПП выполняется, как правило, с трехобмоточными трансформаторами напряжением 110/35/10 кВ. Напряжение 10 кВ используется для питания потребителей близкорасположенных технологических объектов, напряжение 35 кВ – для распределения электроэнергии по территории месторождения с размещением ПС 35/10 кВ в центрах электрических нагрузок промыслов. На всех технологических площадках предусматриваются комплексные трансформаторные подстанции (КТП) 10/0,4 кВ. Их мощность и число определяются проектом в зависимости от состава, мощности и характера электроприемников. Пример плана электрической сети нефтяного месторождения напряжением 110/35/10 кВ приведен на рис. 2.

Практически все технологические объекты нефтяного месторождения по надежности электроснабжения нормативно отнесены к 1 либо 2 категории, поэтому все ПС напряжением 110 и 35 кВ в промышленной электрической сети выполняются двухтрансформаторными (ГОСТ Р 58367–2019. Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование). Высоковольтные линии имеют две цепи: ВЛ 110 и 35 кВ, как правило, выполняются двухцепными (реже в виде двух одноцепных линий); ВЛ 10 кВ – в виде двух цепей одноцепных линий либо также в двухцепном исполнении на опорах или в габаритах 35 кВ. Одиночные скважины – электроприемники 3 категории, к ним предусматривается одна цепь ВЛ.

В традиционной системе электроснабжения месторождения с напряжениями 35 и 10 кВ подстанции на-

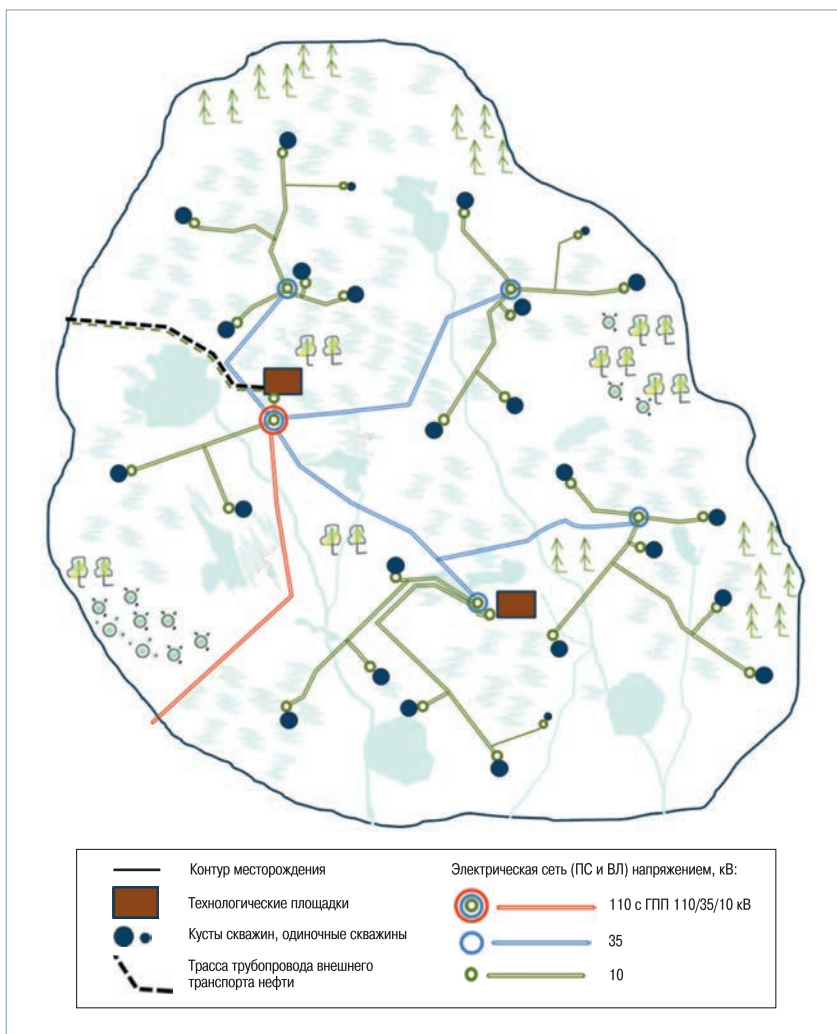


Рис. 2. План традиционной электрической сети нефтяного месторождения напряжением 110/35/10 кВ

пряжением 35 кВ размещаются в центрах электрических нагрузок промыслов и формируют базовую сеть электроснабжения промысла. По сети 10 кВ осуществляется питание кустов скважин и одиночных скважин. КТП 10/0,4 кВ размещаются на кустах скважин либо рядом с ними. В зависимости от числа скважин, мощности нефтяных насосов и других параметров возможны различные проектные решения: либо 1–3 двухтрансформаторные КТП, либо несколько однотрансформаторных КТП, либо комбинированные варианты. Схема с несколькими КТП 10/0,4 кВ на кустах скважин позволяет оперативно менять их мощность и число исходя из требований технологии. Для подключения нескольких однотрансформаторных КТП к двум цепям ВЛ напряжением 10 кВ могут устанавливаться специально выпускаемые промышленностью блочные комплектные РУ электроснабжения потребителей 10 кВ кустов скважин с функцией автоматического ввода резерва.

В большинстве случаев в распределительной сети месторождения предусматриваются радиальные ЛЭП с ответвлениями напряжениями 10 и 35 кВ. Зона действия ЛЭП (с учетом типовых для нефтяного месторождения уровней электрической нагрузки) при напряжении 35 кВ составляет около 30 км, при напряжении 10 кВ – около 12–15 км. Это позволяет сформировать электрическую сеть на боль-



шой площади в соответствии с размещением технологических объектов месторождения.

Следует отметить еще некоторые особенности электроснабжения нефтяных месторождений, которые должны учитываться на всех этапах от проектирования до реконструкции:

- на этапе проектирования исходные технологические показатели обустройства месторождения, на основе которых формируется система электроснабжения, объективно имеют высокую степень неопределенности (базируются на материалах геологических и геофизических исследований, т.е. являются расчетными); по мере обустройства месторождения, получения данных бурения скважин корректируются технологические показатели и соответственно электрические нагрузки кустов скважин, их местоположение и контур месторождения;

- в процессе эксплуатации в результате различных технологических воздействий на продуктивные пласты изменяются дебиты скважин и соответственно мощности установок для добычи нефти, т.е. электрические нагрузки отдельных скважин и кустов скважин;

- в процессе эксплуатации часть добывающих скважин переводится в категорию нагнетательных; соответственно изменяются число скважин механизированного фонда и суммарная электрическая нагрузка на куст;

- по мере разработки в пределах месторождения появляются новые технологические объекты, возможны уплотнение сетки скважин, реконструкция и развитие промысловой электрической сети;

- последующие этапы обустройства предусматривают, как правило, ввод в эксплуатацию новых площадей, технологических объектов, выходящих за пределы первоначального контура месторождения, что также требует реконструкции и развития распределительной электрической сети месторождения, для этого в схеме должны быть предусмотрены резервы мощности и пропускной способности.

Указанные особенности определяют необходимость гибкого реагирования на изменяющиеся требования технологии как сформированной на этапе проектирования и поэтапно изменяющейся, так и действующей системы электроснабжения. Такие возможности электрической сети нефтяного месторождения закладываются при квалифицированном подходе к проектированию: определенный резерв мощности выбранного оборудования, соответствующие схемные решения, оптимальное сочетание сетей напряжением 35 и 10 кВ. Требуемую гибкость электрической сети на всех этапах освоения нефтяного месторождения обеспечивает традиционная схема электроснабжения с напряжениями 35 и 10 кВ:

- сеть напряжением 35 кВ при определенном резерве мощности создает стабильную базу электрической сети по мощности в ЦП;

- сеть напряжением 10 кВ гибко реагирует на оперативные изменения нагрузки, состава и месторасположения конкретных объектов.

При необходимости корректировки электрической сети ПС 35/10 кВ остается в центре электрических нагрузок промысла, а трасса ВЛ 10 кВ уточняется исходя из фактического расположения кустов скважин. Простота исполнения сети напряжением 10 кВ позволяет

гибко ее корректировать на всех этапах разработки месторождения. При необходимости протяженность ВЛ 10 кВ может быть увеличена, например, с применением пунктов автоматического регулирования напряжения с использованием вольтодобавочных трансформаторов. При этом решается проблема поддержания нормативных значений напряжения в узлах нагрузки каждого трансформатора 10 кВ. Это упрощает трансформаторы и схему сети в целом и снижает их стоимость. Для повышения надежности работы протяженных ВЛ 10 кВ предусматриваются компактные посты секционирования – реклоузеры, устанавливаемые на опорах и обеспечивающие секционирование ВЛ, локализацию поврежденных участков, включение резервного питания в автоматическом режиме.

Если на месторождении предполагается развитие электрической сети напряжением 35 кВ, то на первом этапе может быть построена ВЛ 10 кВ в габаритах 35 кВ с последующим переводом ее, по мере роста нагрузок, на напряжение 35 кВ и строительством новой ПС 35/10 кВ. Перевод распределительной сети нефтяного месторождения на напряжение 20 кВ фактически исключает применение в этой сети классов напряжения 10 кВ и 35 кВ: остаются только напряжение 110 кВ внешней питающей сети, напряжение 20 кВ для распределительной электрической сети месторождения и напряжение 0,4 кВ для потребителей электроэнергии. Однако, как уже отмечалось, напряжение 10 кВ полностью исключить невозможно: этот класс необходим для подключения высоковольтных электродвигателей, применяемых в приводах крупных насосов и компрессоров технологических площадок.

С точки зрения оптимизации энергетического режима любой электрической сети (минимизации потерь мощности и напряжения) всегда целесообразно максимальное приближение сетей высокого напряжения к потребителю. Схема распределительной электрической сети месторождения напряжением 20 кВ во многом аналогична схеме сети напряжением 35 кВ, опыт построения и эксплуатации которой имеется в практике обустройства нефтяных месторождений Западной Сибири. При глубоком вводе напряжения 35 кВ для электрических схем нефтяных месторождений электроснабжение кустов скважин выполняется на напряжении 35 кВ, а сеть напряжением 10 кВ на территории месторождения отсутствует. В практике разработки нефтяных месторождений можно выделить два варианта схем глубокого ввода напряжения 35 кВ (рис. 3):

- 1) сеть напряжением 35 кВ с размещением в районе каждого куста скважин ПС 35/10 кВ и на каждом кусте ПС 10/0,4 кВ, от которых получают питание электроцентробежные насосы (ЭЦН);

- 2) сеть напряжением 35 кВ с размещением в районе каждого куста скважин ПС 35/0,4 кВ, от которых получают питание ЭЦН.

В первом варианте схемы на каждом кусте предусматриваются типовые КТП 10/0,4 кВ – несколько двух- или однотрансформаторных КТП (их число определяется единичной мощностью ЭЦН и числом добывающих скважин в кусте). Такая схема является достаточно гиб-

кой и позволяет оперативно менять мощности КТП в зависимости от мощности погружных электродвигателей на определенном этапе при технологической необходимости (например, при гидроразрывах пластов дебит скважин и соответственно мощность погружных электродвигателей кратно возрастают). При аварии на КТП 10/0,4 кВ отключается только часть ЭЦН куста с возможностью их переключения на резервные КТП.

Во втором варианте схемы рядом с кустом устанавливается двухтрансформаторная ПС 35/0,4 кВ, от которой питаются все ЭЦН куста. При выходе из строя одного трансформатора отключается половина скважин куста (если на КТП предусмотрен резерв трансформаторной мощности по нормам 1 категории, то возможен повторный запуск отключившихся ЭЦН).

В обоих вариантах схемы исключаются промышленные ПС 35/10 кВ, но сеть напряжением 35 кВ становится более развитой по сравнению с традиционной схемой (см. рис. 3). Это обусловлено, во-первых, увеличением протяженности сети напряжением 35 кВ: в классической схеме ПС 35 кВ с питающими ВЛ 35 кВ располагаются в центрах электрических нагрузок группы кустов скважин, а в схеме глубокого ввода напряжения ВЛ 35 кВ должны быть доведены до каждого куста и каждой одиночной скважины. Во-вторых, с целью обеспечения надежности электроснабжения число кустов на одну двухцепную ВЛ 35 кВ ограничивают 3–4. В итоге суммарная протяженность сети напряжением 35 кВ возрастает, соответственно увеличивается и усложняется РУ 35 кВ ГПП, к которому подключены все ВЛ 35 кВ месторождения.

Таким образом, глубокий ввод высокого напряжения на нефтяных месторождениях создает технические про-

блемы. В первую очередь такая схема ограничивает возможности оперативной корректировки сети и ее развития при отклонениях фактических технологических показателей разработки месторождения от проектных. Сеть напряжением 35 кВ вследствие меньшей гибкости относительно повышенной сложности и стоимости оборудования не позволит так же оперативно корректировать систему электроснабжения, как сеть напряжением 10 кВ. Кроме того, отказ от сети напряжением 10 кВ создает следующие частные проблемы, влияющие на надежность электроснабжения кустов и электрической сети месторождения в целом.

1. На промышленных трубопроводах, проложенных, как правило, в едином коридоре с ВЛ, имеются линейные узлы электрифицированных задвижек, электроснабжение которых по традиционной схеме осуществляется от КТП 10/0,4 кВ небольшой мощности (25–100 кВА), питаемых от промышленных ВЛ 10 кВ, проходящих в этом же коридоре коммуникаций. В схемах глубокого ввода напряжения 35 кВ для питания линейных узлов задвижек также предусматриваются КТП аналогичной мощности, но подключаемые к сети напряжением 35 кВ – КТП 35/0,4 кВ. Вследствие малой мощности ПС и упрощенной ее конструкции, в том числе упрощенной системы защиты от короткого замыкания, подключение такой ПС к ВЛ 35 кВ, питающей кусты скважин, дополнительно снижает надежность ВЛ: при сбоях в работе защиты небольшой ПС отключаются вся ВЛ 35 кВ (одна цепь) и соответствующая часть ЭЦН кустов скважин. В варианте 1 схемы глубокого ввода для электроснабжения узлов задвижек, расположенных близко к кустам скважин, были построены вопреки принятой концепции ВЛ 10 кВ от ПС 35/10 кВ куста.

2. В схеме варианта 2 на кустах скважин устанавливаются ПС 35/0,4 кВ, от которых, так же как в классической схеме и варианте 1, через индивидуальные трансформаторы  $0,4/U_{\text{раб}}$  ( $U_{\text{раб}}$  – рабочее напряжение) осуществляется питание насосных установок для добычи нефти. На кусте устанавливается одна, реже две, ПС 35/0,4 кВ. По сравнению с КТП 10 кВ данные ПС технически значительно более сложные и габаритные. Во-первых, более сложным является вводное устройство на напряжение 35 кВ с выключателями 35 кВ, полноценной релейной защитой со всеми вспомогательными системами (на КТП 10 кВ ввод напряжения 10 кВ часто выполняется упрощенно: на выключателях нагрузки с предохранителями). Во-вторых, конструктивно сложным и дорогостоящим оказывается РУ напряжением 0,4 кВ: с учетом нагрузки куста мощность ПС 35/0,4 кВ может составлять 1000–1600 и даже 2500 кВА. При этом значительным оказывается расчетный рабочий ток при напряжении 0,4 кВ. Так, на ПС мощностью 2500 кВА аппаратура и все токопроводящие конструкции напряжением 0,4 кВ должны быть рассчитаны на рабочий ток 4000 А.

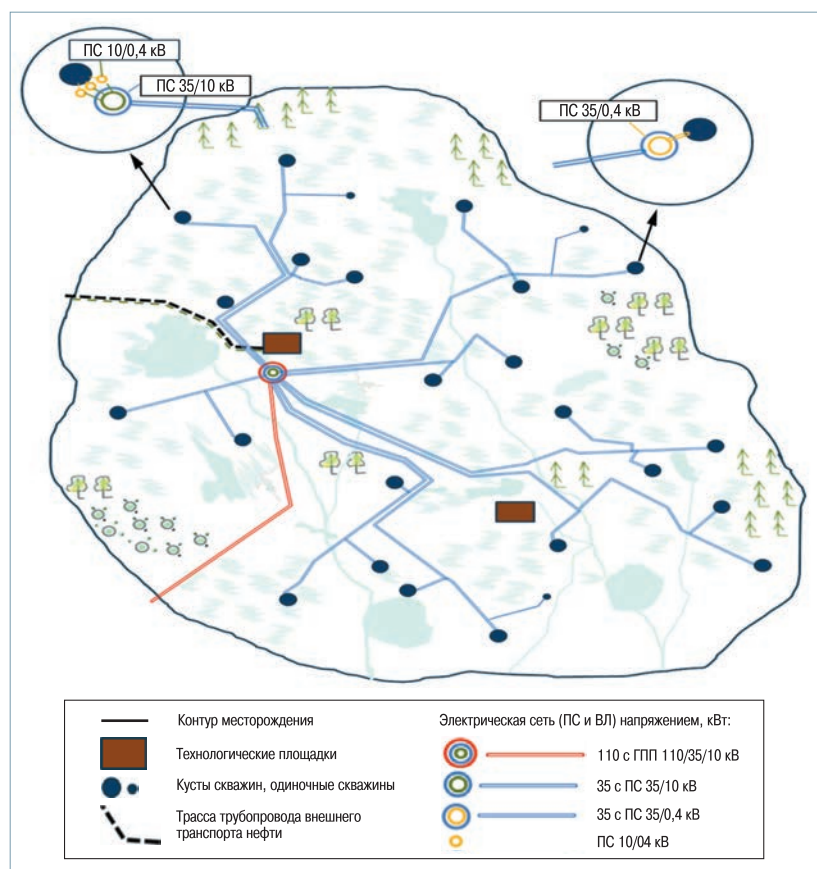


Рис. 3. Схема электрической сети нефтяного месторождения с глубоким вводом напряжения 35 кВ

Промышленностью предлагаются комплектные трансформаторные ПС 35/0,4 кВ разных мощностей в утепленных модульных блоках для применения на нефтяных месторождениях в северных районах. Однако эти подстанции существенно дороже, чем простые, более компактные и мобильные КТП 10/0,4 кВ. ПС 10/0,4 кВ мощностью 1000–2500 кВА на кустах скважин, как правило, не применяются. Устанавливается, как отмечалось выше, несколько ПС меньшей мощности, что обеспечивает более высокую надежность электроснабжения установок для добычи нефти (при аварии на КТП отключается ограниченное число потребителей), большую гибкость, включая оперативную замену КТП, при изменении мощности установок для добычи нефти в процессе эксплуатации.

3. Для управления скважинными насосами при добыче нефти предусматривается частотно-регулируемый привод, индивидуальный для каждого насоса. Частотные преобразователи искажают форму кривой напряжения, и при отсутствии либо неправильной настройке фильтрокомпенсирующих устройств все высокочастотные гармонические составляющие в схеме варианта 2 суммируются на секциях шин 0,4 кВ ПС, усиливая негативное влияние. При эксплуатации отмечались выходы из строя трансформаторов 35/0,4 кВ из-за резкого увеличения высокочастотных составляющих тока и напряжения.

4. В схеме варианта 2 для подключения буровых установок на этапе строительства скважин приходилось дополнительно монтировать ПС 35/10(6) кВ и демонтировать ее после завершения буровых работ.

Практика обустройства нефтяных месторождений с глубоким вводом высокого напряжения 35 кВ показала нецелесообразность такого решения: схема электроснабжения является более дорогостоящей с точки зрения затрат на строительство и эксплуатационных. Схема становится менее гибкой, ее труднее модифицировать при изменениях технологических требований в процессе разработки месторождения. В связи с этим для обустройства нефтяных месторождений схемы электроснабжения с глубоким вводом высокого напряжения 35 кВ не получили массового распространения (схема варианта 1 – с ПС 35/10 кВ и КТП 10/0,4 кВ на кустах скважин – была преобразована в классическую схему с распределительной сетью напряжением 10 кВ).

При переходе на напряжение 20 кВ распределительная электрическая схема месторождения будет фактически аналогична схеме глубокого ввода напряжения 35 кВ, с меньшей стоимостью оборудования и эксплуатационных затрат, но со всеми недостатками такого решения. Дополнительно в этой сети появляются ограничения по ее длине и величине передаваемой мощности, что обусловлено более низким напряжением 20 кВ. Последний фактор приведет к большей по сравнению с напряжением 35 кВ суммарной протяженности ЛЭП 20 кВ, что уменьшит эффект от более низкой стоимости оборудования напряжением 20 кВ. Кроме того, сеть 20 кВ из-за ограничений по пропускной способности по сравнению с сетью 35 кВ существенно снизит возможности совершенствования разработки месторождения, расширения его границ, обеспечения электроснабжением удаленных промыслов, ввода новых технологических объектов. Перевод системы электроснабжения месторождения на напряжение 20 кВ ограничит при этом возможности гибкого реагирования на изменяющиеся требования как к составу

потребителей, так и к их местоположению по сравнению с сетью напряжением 10 кВ.

Таким образом, при активном промышленном развитии сетей напряжением 20 кВ и возможной эффективности таких решений в отдельных случаях для объектов добычи нефти широкое применение этого класса напряжений для электроснабжения нефтяных месторождений неперспективно. Существующая двухступенчатая схема напряжений нефтепромысловых электрических сетей 10–35 кВ с учетом уровня и распределения электрических нагрузок нефтяных промыслов, закономерностей их формирования и развития является технически и экономически более рациональной.

В отличие от нефтяных газовые месторождения имеют многократно меньшие электрические нагрузки: расчетная электрическая нагрузка одного куста газовых скважин в период нарастающей и постоянной добычи газа составляет 100 кВт [6]. Для этих месторождений, где вся распределительная электрическая сеть выполняется на напряжение 10 кВ, возможен технически и экономически эффективный переход на напряжение 20 кВ.

## Список литературы

1. Исследование режимов электрических сетей при переводе на напряжение 20 кВ, международная научно-практическая конференция / В.А. Агеев, К.А. Душутин, Е.Н. Еремеев, Г.Н. Семенов. В сб. Энергоэффективные и ресурсосберегающие технологии и системы // Материалы Международной научно-практической конференции. – Саранск, 2019. – С. 226–230.
2. Преимущества и недостатки электрических сетей 20 кВ / М.А. Садохина, А.И. Садохин, Д.О. Герасимов, К.В. Суслов. В сб. Электроэнергетика глазами молодежи // Материалы VII Международной молодежной научно-технической конференции. В 3-х т. – Казань, 2016. – С. 206–209.
3. АО «ОРЭСК»: особенности строительства ЛЭП 20 кВ в ХМАО-Югра. – [https://depjke.admhmao.ru/upload/iblock/780/elektroenergiya\\_pp\\_2\\_2015.pdf](https://depjke.admhmao.ru/upload/iblock/780/elektroenergiya_pp_2_2015.pdf)
4. Питательные линии 6 кВ нефтегазоконденсатных месторождений. Увеличение пропускной способности / А.А. Володько, Д.Г. Лапаев, И.М. Богачков, П.А. Овчинников // Новости электротехники. – 2015. – № 1 (91). – <http://www.news.elteh.ru/arh/2015/91/08.php>.
5. Богачков И.М., Новикова М.В. 20 кВ – оптимальное решение для электроснабжения нефтегазовых месторождений / В сб. Проблемы развития газовой промышленности // XX научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов. – Тюмень: ООО «Газпром проектирование». – 2018. – С. 123–126.
6. Богачков И.М., Хамитов Р.Н., Велiev М.К. Пути выбора оптимального класса напряжения системы электроснабжения газовых месторождений // Электротехнические системы и комплексы. – 2020. – № 4(49). – С. 35–41.

## References

1. Ageev V.A., Dushutin K.A., Ereemeev E.N., Semenov G.N., *Issledovanie rezhimov elektricheskikh setey pri perevode na napryazhenie 20 kV* (Study of the modes of electrical networks when switching to a voltage of 20 kV), Collected papers "Energoeffektivnye i resursosberegayushchie tekhnologii i sistemy" (Energy-efficient and resource-saving technologies and systems), Proceedings of International Scientific and Practical Conference, Saransk, 2019, pp. 226–230.
2. Sadokhina M.A., Sadokhin A.I., Gerasimov D.O., Suslov K.V., *Preimushchestva i nedostatki elektricheskikh setey 20 kV* (Advantages and disadvantages of 20 kV electrical networks), Collected papers "Elektroenergetika glazami molodezhi" (Electric power industry through the eyes of youth), Proceedings of VII International Youth Scientific and Technical Conference, Kazan', 2016, pp. 206–209.
3. URL: [https://depjke.admhmao.ru/upload/iblock/780/elektroenergiya\\_pp\\_2\\_2015.pdf](https://depjke.admhmao.ru/upload/iblock/780/elektroenergiya_pp_2_2015.pdf)
4. Volod'ko A.A., Lapaev D.G., Bogachkov I.M., Ovchinnikov P.A., 6 kV feed lines for oil and gas condensate fields. Increased throughput (In Russ.), *Novosti elektrotekhniki*, 2015, no. 1(91), URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2015/91/08.php>.
5. Bogachkov I.M., Novikova M.V., 20 kV – optimal'noe reshenie dlya elektrosnabzheniya neftegazovykh mestorozhdeniy (20 kV is the optimal solution for power supply of oil and gas fields), Collected papers "Problemy razvitiya gazovoy promyshlennosti" (Gas industry development problems), Proceedings of XX scientific and practical conference of young scientists and specialists, Tyumen': Publ. of Gazprom proektirovanie, 2018, pp. 123–126.
6. Bogachkov I.M., Khamitov R.N., Veliev M.K., The choice of the optimal voltage class of gas field electricity supply system (In Russ.), *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы*, 2020, no. 4(49), pp. 35–41.