

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина

Диспетчерское управление МН

д.т.н., С.А.Сарданашвили
заведующий кафедрой ПиЭГНП

г. Москва – 21.11.2016 г.



РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА имени И.М. ГУБКИНА
Базовый ВУЗ нефтегазового комплекса России



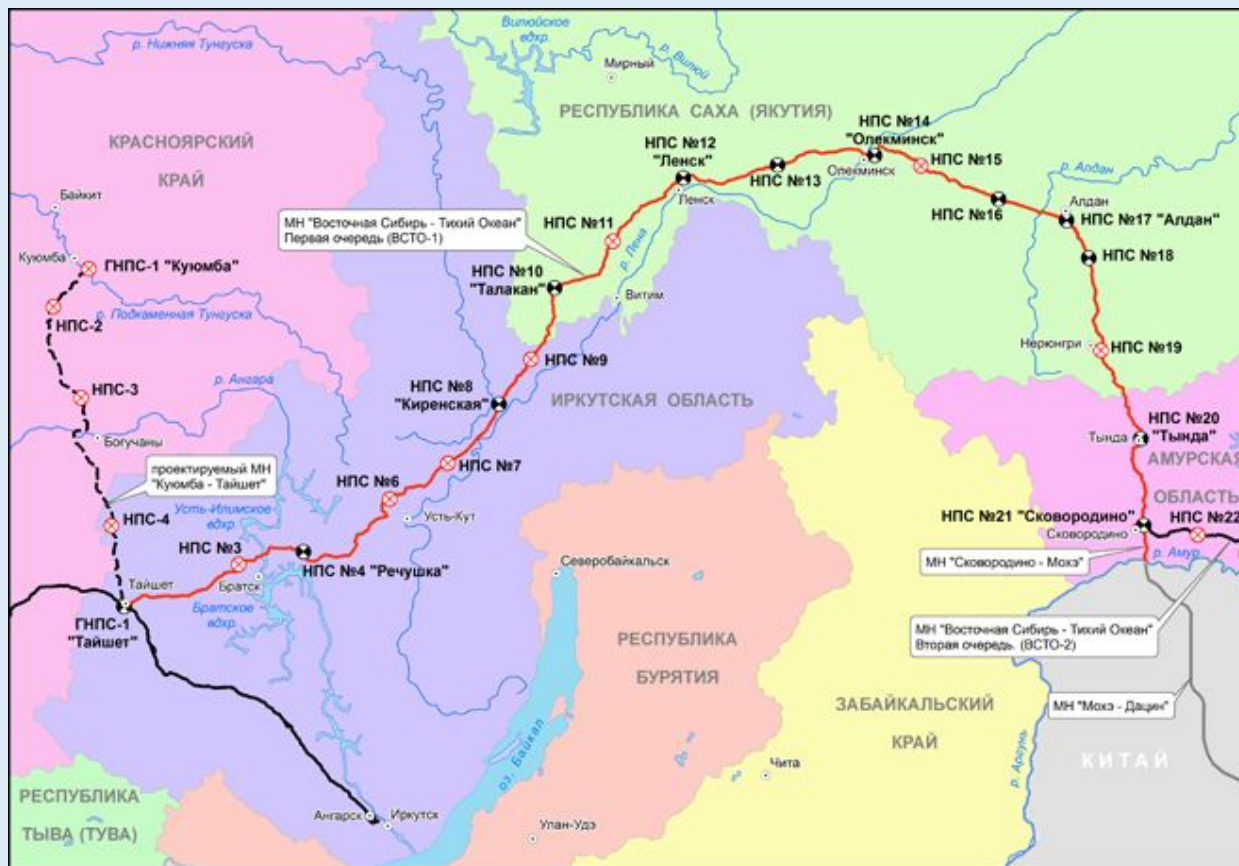
ОСНОВНЫЕ МАГИСТРАЛЬНЫЕ НЕФТЕПРОВОДЫ РОССИИ



РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА имени И.М. ГУБКИНА
Базовый ВУЗ нефтегазового комплекса России



ТРУБОПРОВОДНАЯ СИСТЕМА ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ - ТИХИЙ ОКЕАН ВСТО-1



В рамках этапа построены магистральный нефтепровод на участке г. Тайшет (Иркутская область) – г. Усть-Кут (Иркутская область) – г. Ленск (Якутия) – г. Олекминск – г. Алдан (Якутия) – г. Сковородино (Амурская область) мощностью 30 млн тонн нефти в год общей протяженностью 2694 км, семь нефтеперекачивающих станций, пункт налива нефти на станции Сковородино, специализированный морской нефтеналивной порт «Козьмино» в районе г. Находка.



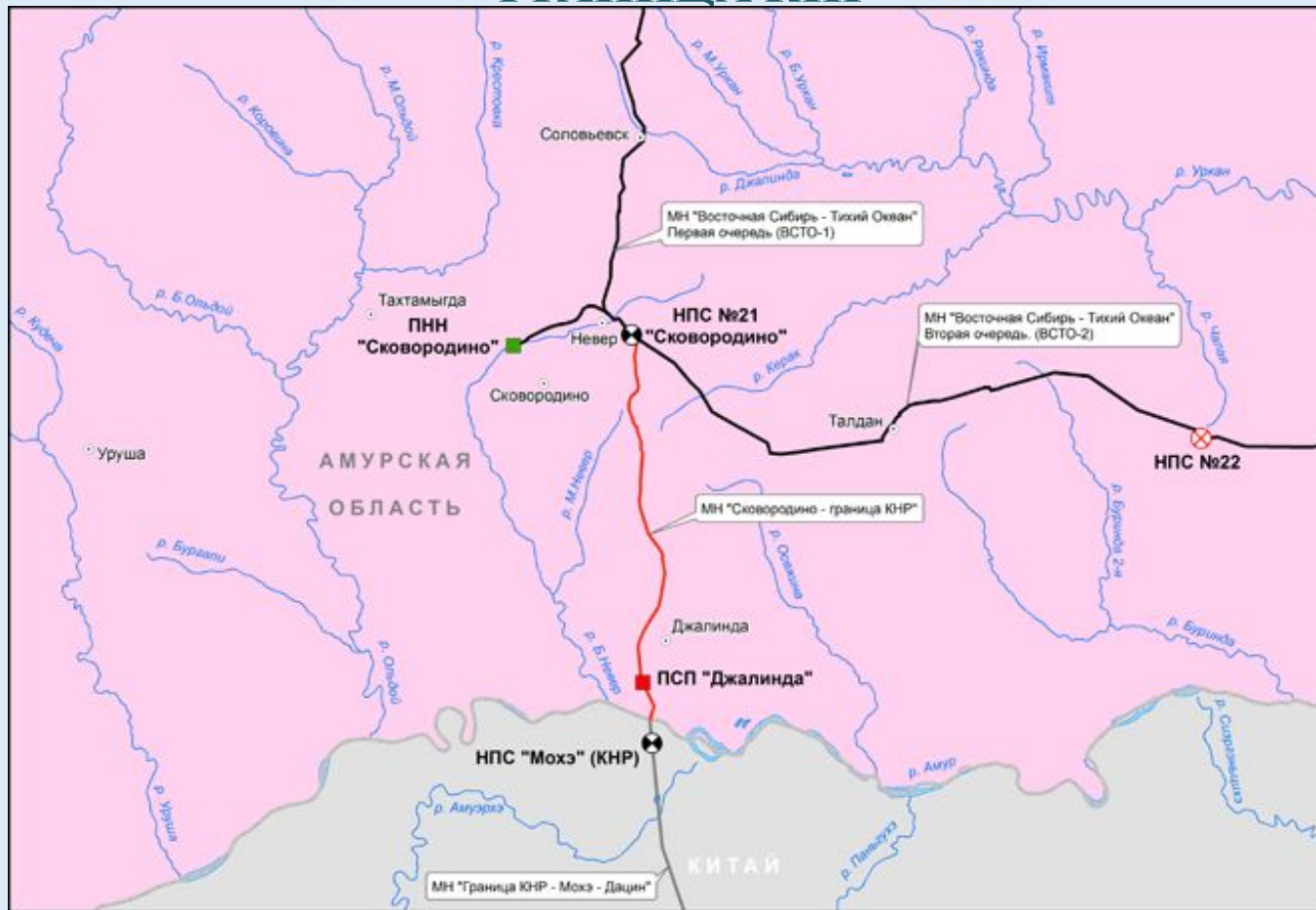
ТРУБОПРОВОДНАЯ СИСТЕМА ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ – ТИХИЙ ОКЕАН ВСТО-2



Второй этап проекта ВСТО предусматривал строительство магистрального нефтепровода на участке г. Сковородино – СМНП «Козьмино» (ВСТО-2). Мощность ВСТО-2 составляет 50 млн тонн с выделением первой очереди мощностью 30 млн тонн нефти в год. В рамках первой очереди ВСТО-2 выполнено строительство нефтепровода общей протяженностью 2046 км по маршруту г. Сковородино (Амурская область) - «Козьмино» (Приморский край), 8 НПС.



МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД СКОВОРОДИНО – ГРАНИЦА КНР



Нефтепровод Сковородино – граница КНР является ответвлением от трубопроводной системы ВСТО и предназначен для экспортной транспортировки российской нефти в КНР.

Протяженность линейной части российского участка составляет 63,4 км, диаметр 720 мм, производительность – 15 млн тонн нефти в год. Сдача нефти осуществляется на приемо-сдаточном пункте Джалинда.



МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД КУЮМБА – ТАЙШЕТ

Цель проекта – обеспечение приема в систему магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть» нефти новых месторождений Красноярского края – Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского.

Трасса проходит по территории Эвенкийского, Богучанского и Нижнеингашского районов Красноярского края, Тайшетского района Иркутской области.

Производительность нефтепровода Куюмба – Тайшет – до 15 млн. тонн в год.

Предусматривается выделение двух этапов: строительство линейной части протяженностью около 700 км, 2 НПС с вводом в эксплуатацию в 2016 году, дальнейшее развитие со строительством 2 НПС с вводом в эксплуатацию в 2020 году.



МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД ЗАПОЛЯРЬЕ – ПУРПЕ – САМОТЛОР

Цель проекта – транспортировка нефти из районов Ямало-Ненецкого автономного округа и севера Красноярского края, в том числе Ванкорского месторождения, на НПЗ России и на экспорт.

Первый этап (магистральный нефтепровод Пурпе – Самотлор мощностью 25 млн тонн нефти в год протяженностью 429 км, расширение 2 НПС, строительство 1 НПС) завершен строительством и введен в эксплуатацию в 2011 году.

Второй этап (магистральный нефтепровод Заполярье – Пурпе мощностью до 45 млн тонн в год протяженностью около 488 км, строительство 2 НПС, расширение 1 НПС) с завершением в 4 квартале 2016 года.

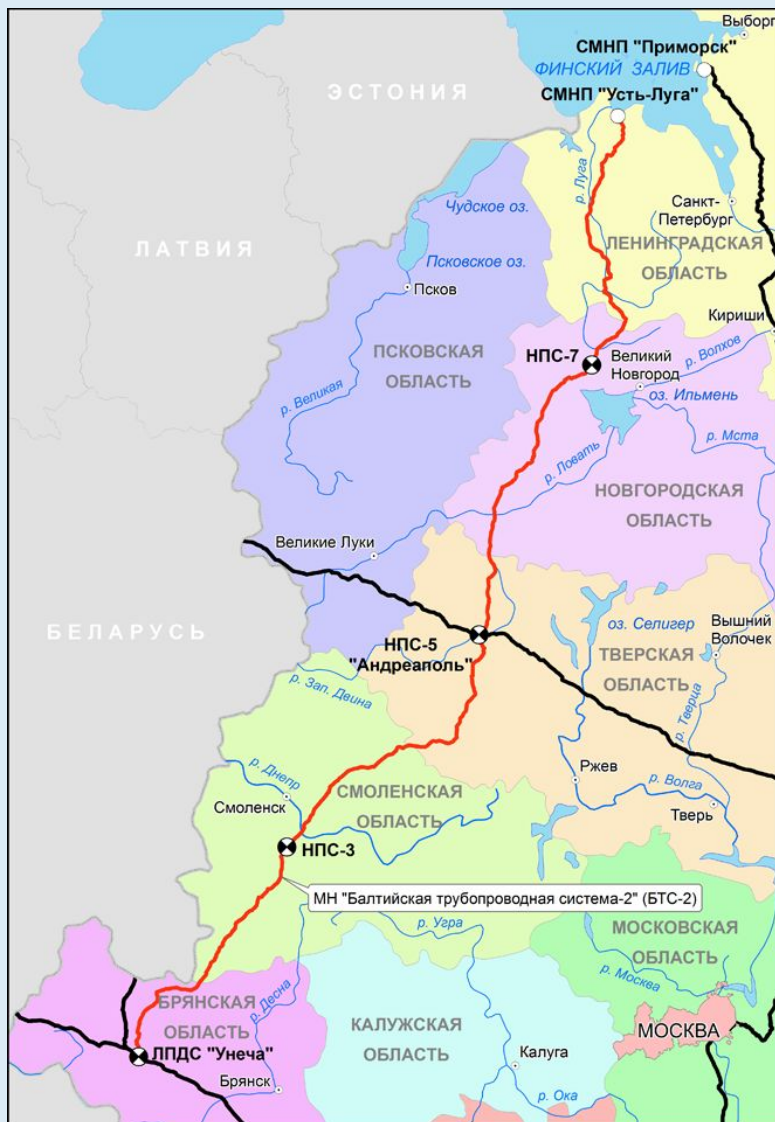
Трасса проходит по территории Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов Тюменской области.



БАЛТИЙСКАЯ ТРУБОПРОВОДНАЯ СИСТЕМА БТС-2

В рамках проекта БТС-2 было предусмотрено строительство магистрального трубопровода диаметром 1020/1067 мм, общей протяженностью 1000 км мощностью 30 млн тонн нефти в год, 2 НПС, реконструкция действующих НПС № 1 «Унеча», № 5 «Андреаполь», строительство нефтебазы «Усть-Луга».

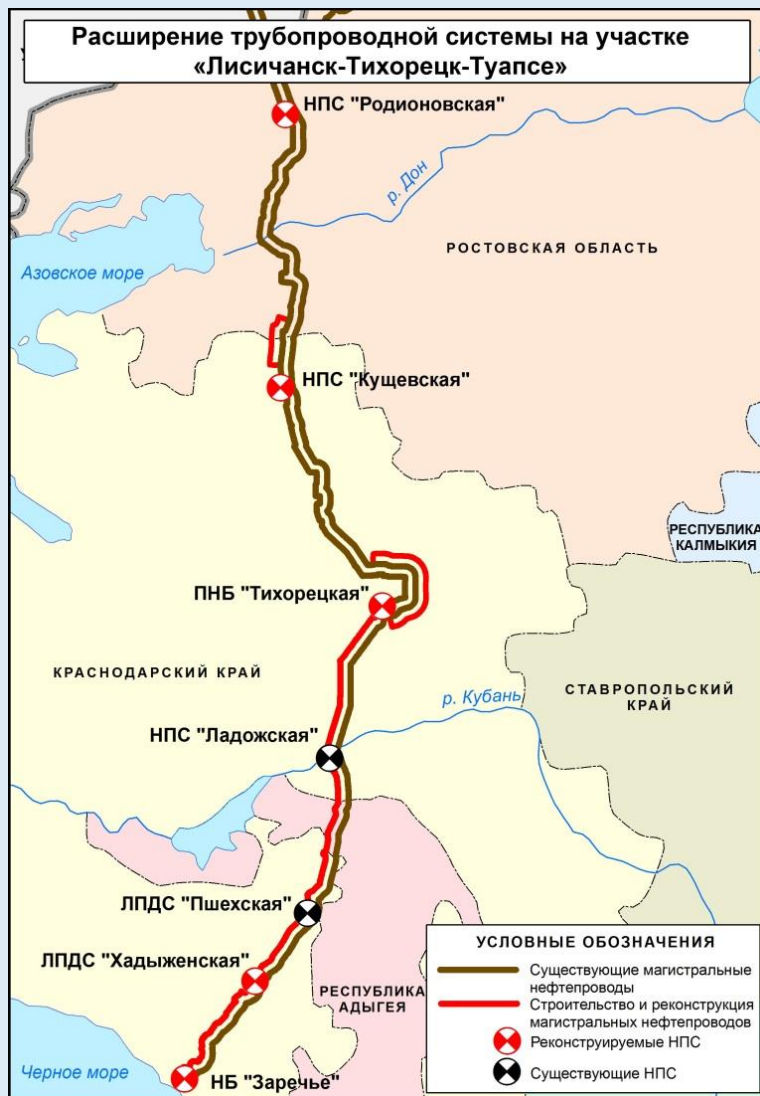
Трасса нефтепроводной системы проходит по территории Брянской, Смоленской, Тверской, Новгородской, Ленинградской областей.



МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД ЛИСИЧАНСК - ТИХОРЕЦК - ТУАПСЕ

Цель проекта – обеспечение транспортировки нефти на ООО «РН-Туапсинский НПЗ» (ОАО «НК «Роснефть») в количестве до 12 млн тонн в год.

В рамках проекта предусмотрено строительство нефтепровода протяженностью 247 км, лупингов протяженностью 48 км, замена линейной части протяженностью 16 км, реконструкция 5 НПС.



МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД ТЕНГИЗ – НОВОРОССИЙСК

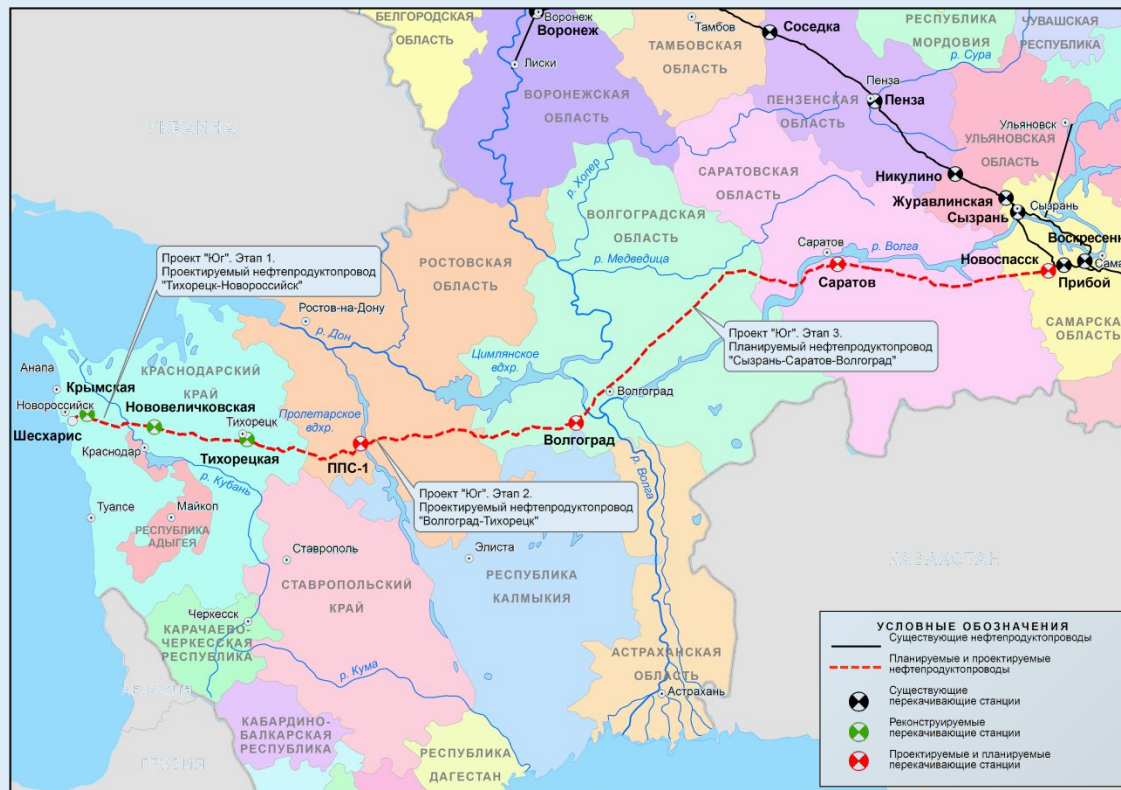


Протяженность трубопроводной системы МН «Каспийский трубопроводный консорциум» (КТК) Тенгиз - Новоросийск составляет 1510 км. Пропускная способность системы КТК увеличена до 67 млн тонн в год (с использованием антифрикционных присадок – до 76 млн тонн в год).

В рамках реализации проекта «Расширение КТК» введено в эксплуатацию третье выносное причальное устройство (ВПУ-3) в акватории Морского терминала вблизи г. Новоросийск, а также введены в эксплуатацию нефтеперекачивающие станции (НПС) на территории РФ («НПС Астраханская», НПС «Кропоткинская», НПС «Комсомольская»).



МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД «ЮГ»



Цель проекта – обеспечение поставок дизельного топлива по маршруту Сызрань – Саратов – Волгоград – Новороссийск на внутренний рынок Российской Федерации и в порт Новороссийск.

Первый этап предполагает реконструкцию нефтепровода на участке Тихорецк – Новороссийск для обеспечения поставки дизельного топлива Евро-5. Протяженность трассы составит 244 км. Сроки реализации – 2014–2016 годы.

Второй этап предполагает строительство продуктопровода на участке Волгоград – Тихорецк для обеспечения поставки дизельного топлива Евро-5. Протяженность трассы составит около 500 км. Сроки реализации – 2014–2017 годы.

Третий этап предполагает строительство продуктопровода на участке Сызрань – Саратов – Волгоград для обеспечения поставки дизельного топлива в направлении порта Новороссийск. Протяженность трассы составит около 700 км.

ОСНОВНЫЕ ОБЪЕКТЫ И СООРУЖЕНИЯ СИСТЕМЫ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Подводящие трубопроводы связывают источники нефти (промысловый нефтесборный пункт) с головной нефтеперекачивающей станцией.

Нефтеперекачивающие станции

НПС МН подразделяются на головные и промежуточные.

Головная НПС (ГНПС) обеспечивает прием нефти с установок подготовки и закачку ее в трубопровод. ГНПС предназначена для приема нефти с установок ее подготовки не промысле или других источников и последующей закачки нефти в магистральный нефтепровод.

Промежуточные НПС (ПНПС) обеспечивают поддержание в трубопроводе напора, достаточного для дальнейшей перекачки.

К технологическим объектам ГНПС относятся: резервуарный парк, вмещающий 2...3-суточный запас производительности нефтепровода, подпорная насосная, узел учета нефти с фильтрами, магистральная насосная, узел регулирования давления и узлы с предохранительными устройствами, камеры пуска и приема очистных устройств, технологические трубопроводы с запорной арматурой.



СХЕМА ПОСТАНЦИОННОЙ ПЕРЕКАЧКИ

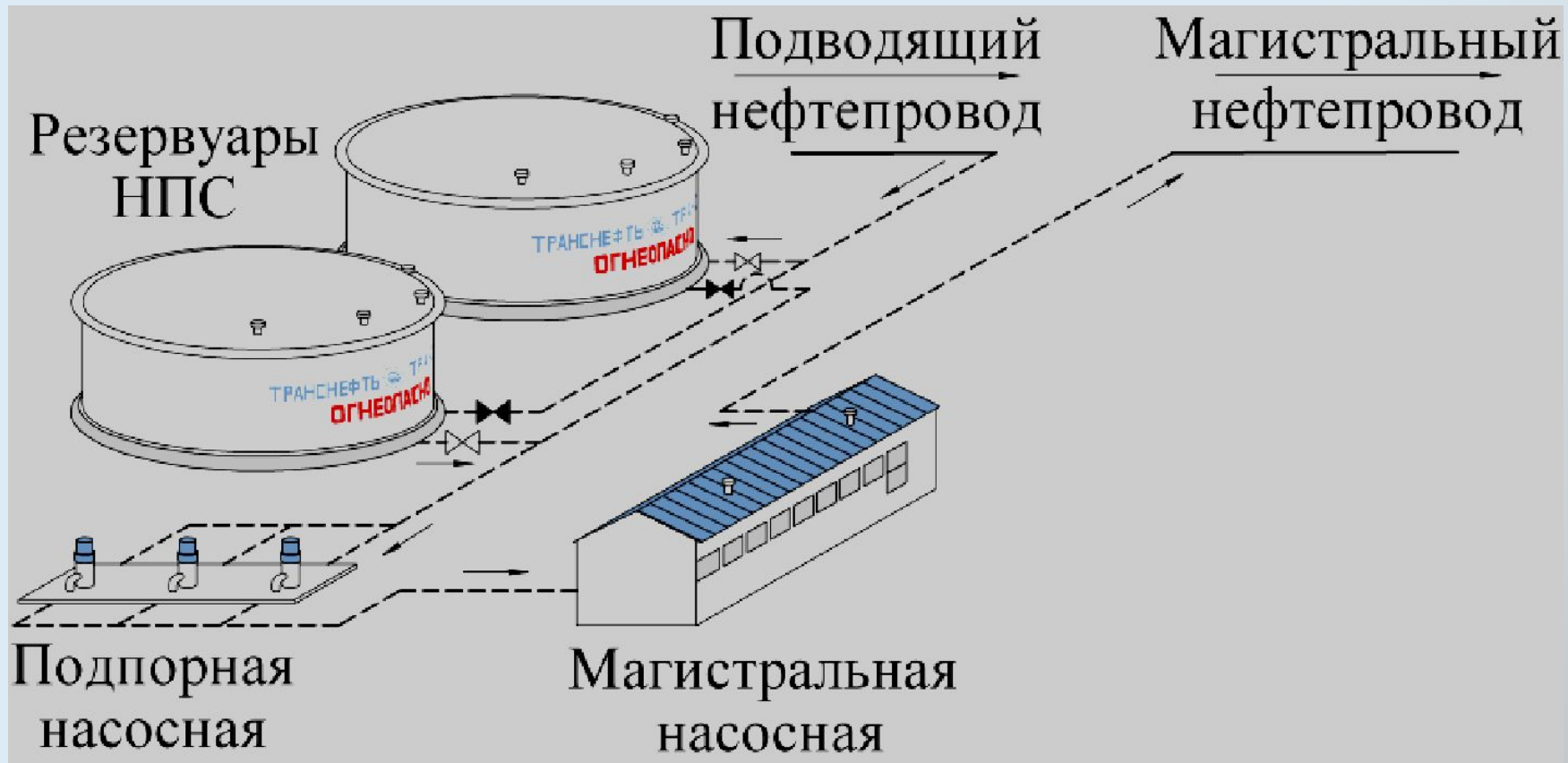


СХЕМА ПЕРЕКАЧКИ ЧЕРЕЗ РЕЗЕРВУАР

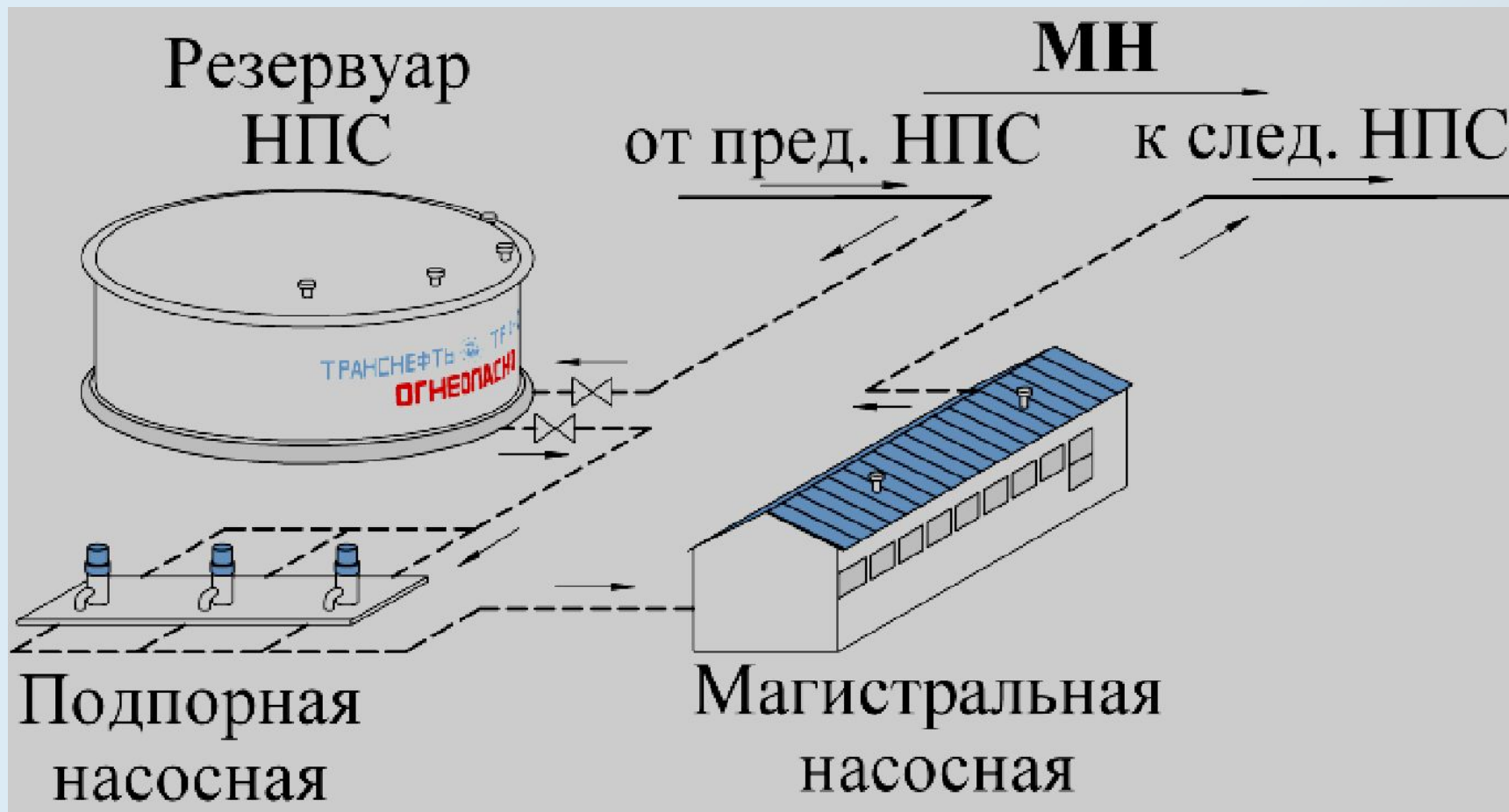


СХЕМА ПЕРЕКАЧКИ С ПОДКЛЮЧЕННЫМ РЕЗЕРВУАРОМ

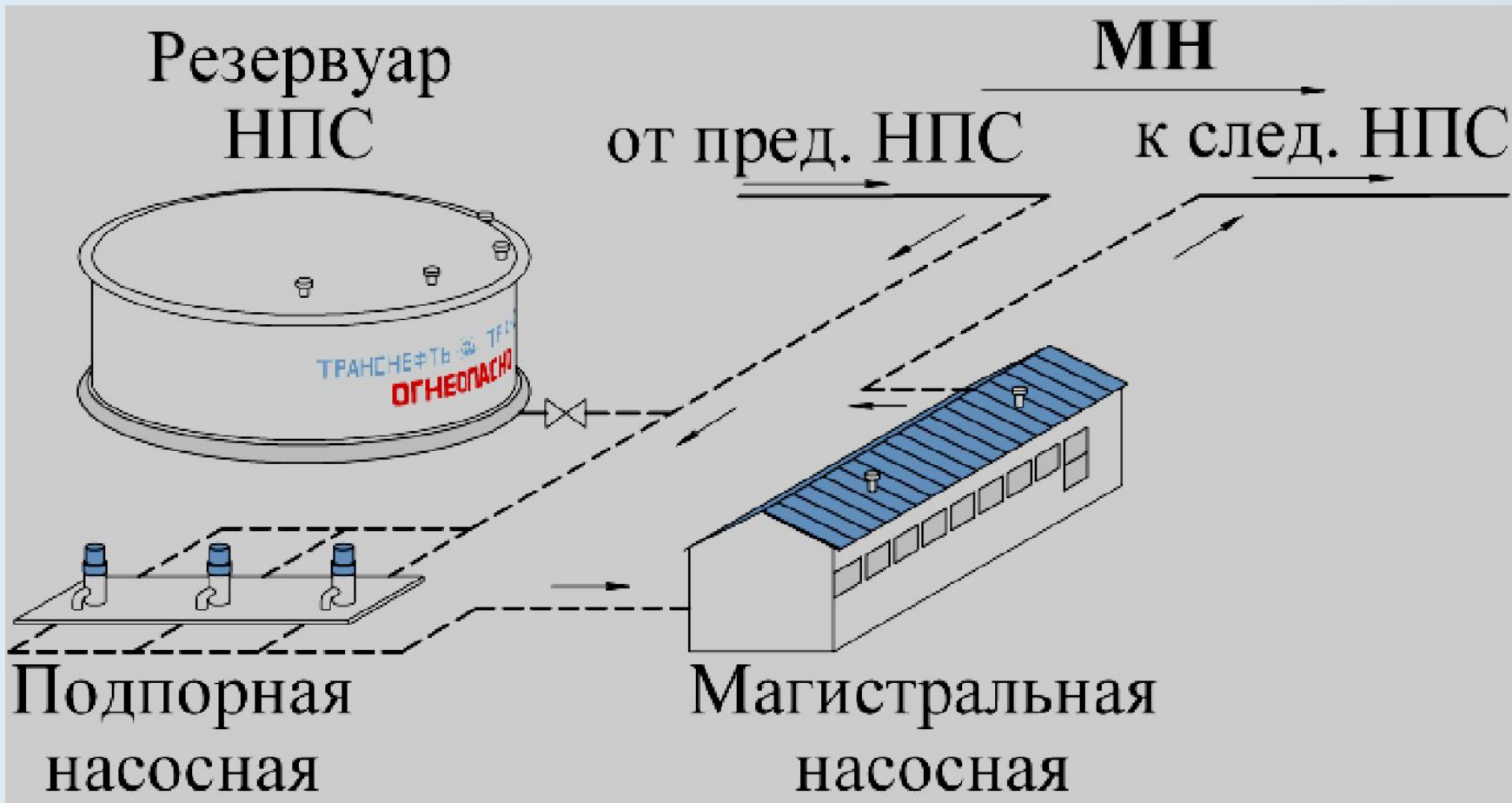
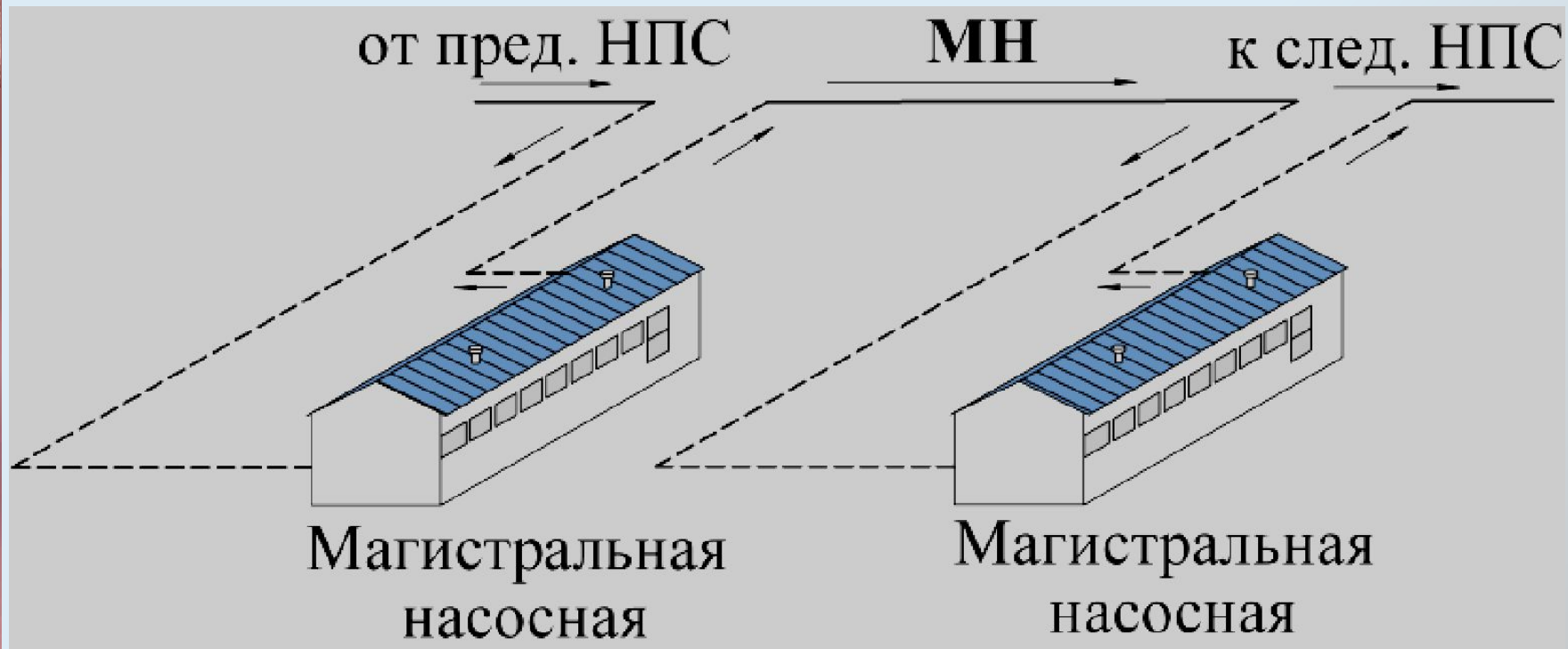


СХЕМА ПЕРЕКАЧКИ ИЗ НАСОСА В НАСОС





НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Диспетчеризация управления магистральными нефтепроводами ПАО «Транснефть» осуществляется в соответствии с нормативными документами:

1. ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание.
2. ОР-03.100.50-КТН-005-13 Технологическое управление и контроль за работой МН.
3. ОР-03.100.50-КТН-097-13_Организация диспетчерского управления транспорта нефти в ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ».
4. Схема нормальных (технологических) грузопотоков нефти (утверждена Приказом Минэнерго России от 03.09.2010 № 425).

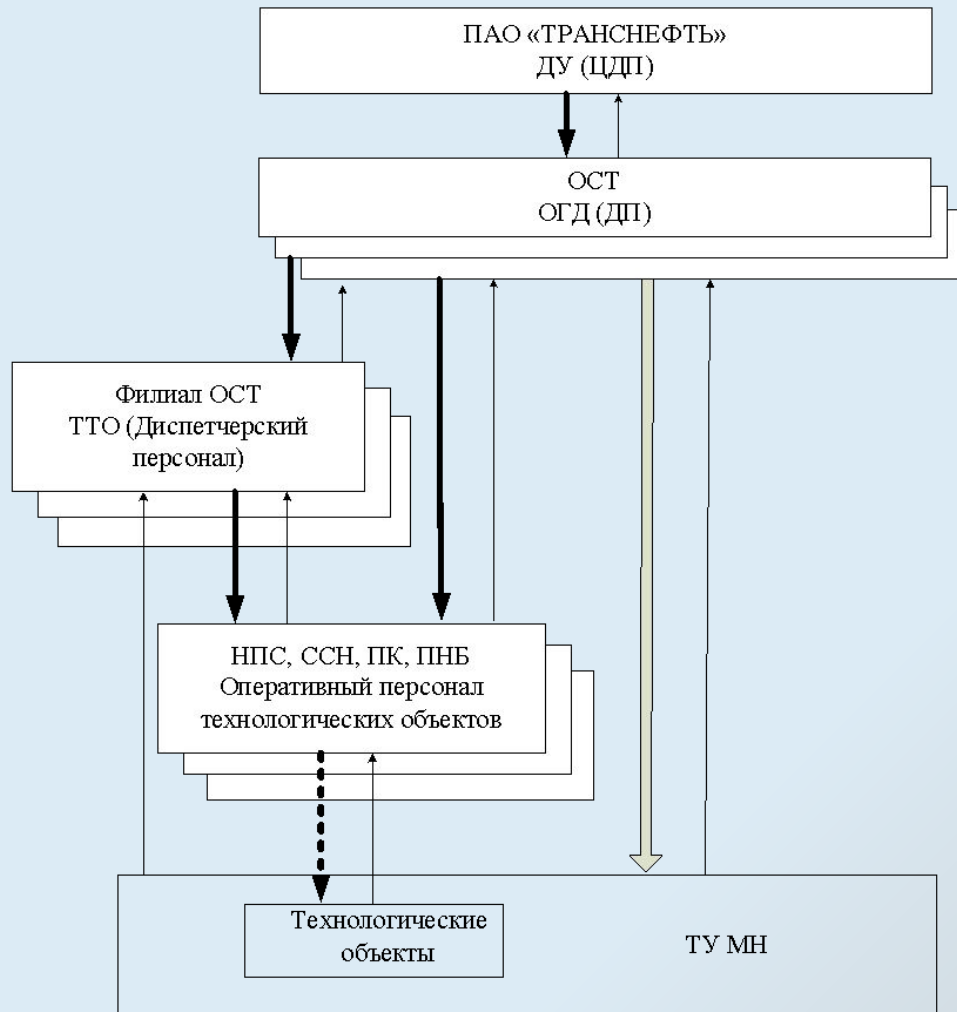
СТРУКТУРА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

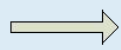


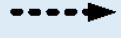
Управление технологическим процессом приема, перекачки и поставки нефти на всех структурных уровнях производится диспетчерскими пунктами, а именно:

- на уровне ПАО «Транснефть» – диспетчерским персоналом центрального диспетчерского пункта (ЦДП) диспетчерского управления (ДУ), входящим в состав департамента диспетчеризации потоков нефти и нефтепродуктов;
- на уровне организации системы «Транснефть», осуществляющей эксплуатацию магистральных нефтепроводов (ОСТ) – диспетчерским персоналом отдела главного диспетчера (ОГД) ОСТ;
- на уровне филиалов ОСТ – диспетчерским персоналом товаро-транспортного отдела (ТТО) филиала ОСТ;
- на уровне технологических объектов – оперативным персоналом нефтебазы, приемосдаточного пункта, системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН), станции смешения нефти (ССН), перевалочного комплекса (ПК), перевалочной нефтебазы (ПНБ), нефтеперекачивающей станции (НПС) (линейной производственно-диспетчерской станции), наливных сооружений.



СХЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ



-  непосредственное управление транспортом нефти
-  функциональное управление
-  передача данных
-  управление системами технологического объекта (при отсутствии управления в ТУ)

Диспетчерский персонал отдела главного диспетчера (ОГД) ОСТ оперативно подчиняется диспетчерскому персоналу ЦДП ДУ.

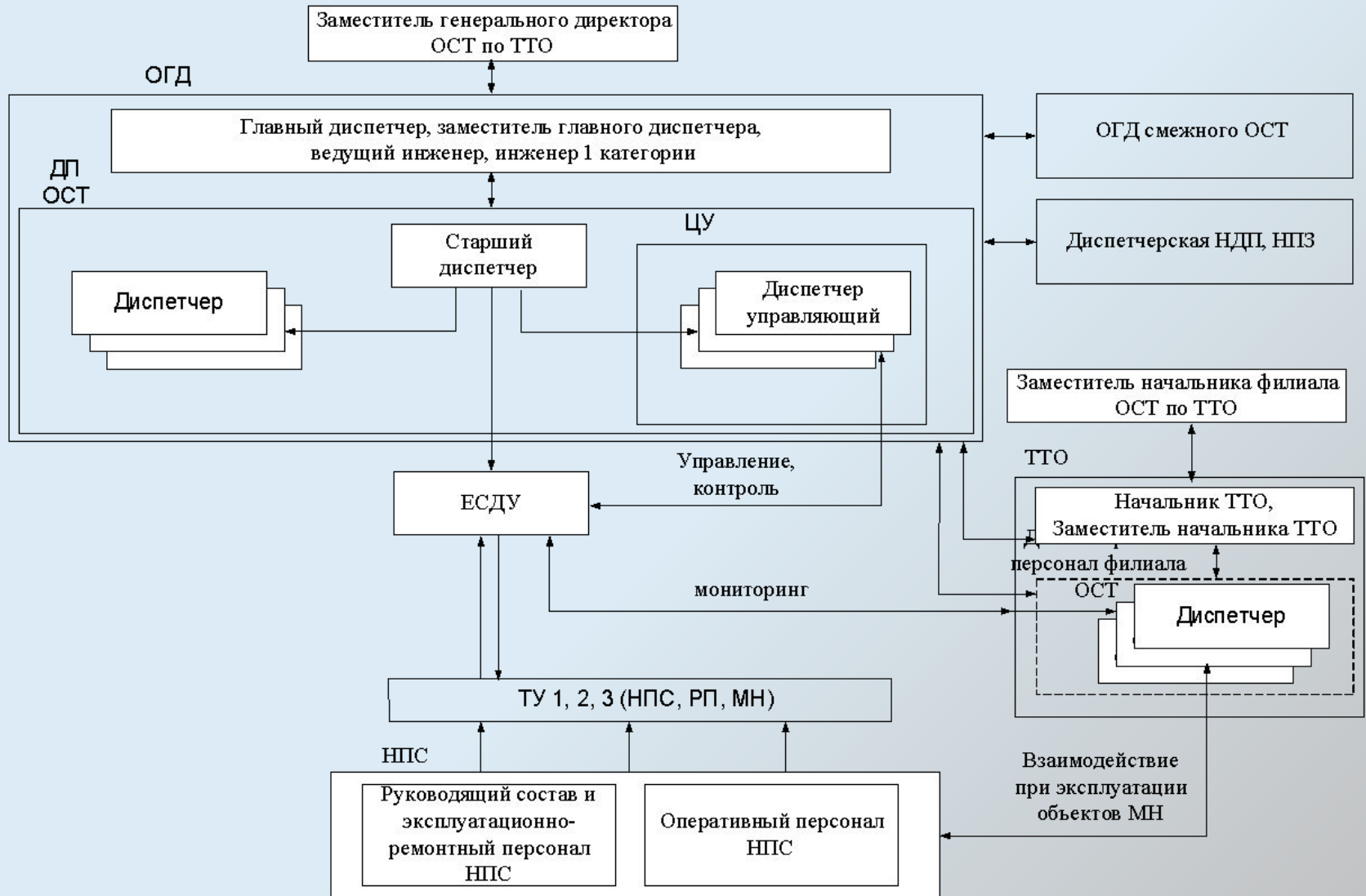
Диспетчерский персонал ТТО филиалов ОСТ оперативно подчиняется диспетчерскому персоналу ОГД ОСТ.

В вопросах управления работой МН оперативный и технический персонал технологических объектов (НПС, ПСП, ПНБ, ПК) оперативно подчиняется диспетчерскому персоналу ОГД ОСТ и ТТО филиала ОСТ.

В вопросах контроля технического состояния оборудования технологических объектов, производства плановых, аварийно-восстановительных работ оперативный и технический персонал технологических объектов (НПС, ПСП, ПНБ, ПК) оперативно подчиняется диспетчерскому персоналу ТТО филиала ОСТ.



ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА ОТДЕЛА ГЛАВНОГО ДИСПЕТЧЕРА (ОГД) ОСТ (ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА ФИЛИАЛА ОСТ)



ФУНКЦИИ ОТДЕЛА ГЛАВНОГО ДИСПЕТЧЕРА (ОГД) ОСТ

ОГД ОСТ, руководствуясь графиком транспортировки нефти, планом остановок и работы МН сниженным режимом и планом очистки и диагностики МН формирует посуточный график движения нефти (ПГДН).

Посуточный график движения нефти по МН ОСТ согласовывается с диспетчерским управлением ПАО «Транснефть» (ДУ).

На основании согласованного ПГДН, карт технологических режимов МН, текущих заявок технических отделов и служб ОСТ на производство техническое обслуживание и ремонт (ТОР) технологических объектов МН отдел главного технолога (ОГТ) ОСТ формирует почасовой план-график режимов работы МН ОСТ.

Диспетчерский персонал ОГД ОСТ обеспечивает своевременный вывод ТУ МН на режимы, предусмотренные план-графиком работы МН ОСТ, непосредственно управляя технологическими процессами транспортировки нефти по МН, осуществляет выполнение ПГДН.

В процессе транспортировки нефти ОГД ОСТ осуществляет управление и контроль за размещением нефти в РП, формирование и оперативный контроль качества нефти в грузопотоках (компаундирование), оперативный контроль количества и баланса транспортируемой нефти.

Посуточная корректировка и согласование ПГДН с ДУ производится ОГД ОСТ:

- при отклонении фактических показателей транспортировки нефти (объемов приема, перекачки, перевалки и сдачи нефти по участкам МН, качества нефти в потоках) от плановых;
- при изменении в графике транспортировки нефти;
- при корректировке плана остановок и работы МН сниженным режимом;
- при корректировке плана диагностики МН.



ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИИ ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПУНКТА ЦДП ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»

Центральный диспетчерский пункт ЦДП осуществляет:

- оперативное планирование и управление транспортом нефти по МН на основании коммерческих договоров, графиков, маршрутных поручений по приему, транспорту, накоплению и поставке;
- оперативный учет приема, перекачки, перевалки и поставки нефти;
- оперативный контроль количества нефти и свободной емкости в товарных парках производителей, эксплуатирующих организаций и «Грузополучателей» с учетом качественных показателей нефти;
- принятие необходимых мер по изменению грузопотоков в случаях возникновения нештатных (форс-мажорных) ситуаций на трубопроводах или при коммерческой (экономической) необходимости;
- оперативный контроль за ходом выполнения аварийно-восстановительных работ;
- оперативный контроль за ходом ремонтных работ, производимых в соответствии с планом остановок МН;
- согласование пропуска СОД на участках МН;
- согласование изменения режимов работы и остановок участков МН продолжительностью до 8 ч по запросам ОСТ, эксплуатирующих объекты МН.



ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИИ ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПУНКТА ТДП ОСТ

Территориальный диспетчерский пункт ТДП осуществляет:

- оперативное планирование и управление приемом, перекачкой, перевалкой и поставкой нефти по каждому участку трубопровода, ПСП, наливным сооружениям, РП в пределах границ ответственности эксплуатирующей ОСТ;
- оперативный учет движения нефти по отдельным трубопроводам или группе трубопроводов, наличия нефти, свободной емкости РП;
- оперативный контроль качества транспортируемой нефти;
- соблюдение технологических режимов, предусмотренных план-графиком работы МН, и контроль основных параметров работы МН;
- оперативный контроль порядка и режимов пропуска СОД на участках МН;
- оперативный контроль за переключениями на ЛЧ МН;
- оперативный контроль за ходом выполнения плановых работ, производимых по утвержденным планам-производства работ (ППР), обеспечения на этапах подготовки необходимых запасов нефти, свободной емкости в РП, откачки нефти из МН, заполнения и вывода его на режим;
- оперативный контроль за ходом выполнения аварийно-восстановительных работ;
- контроль за нормативными параметрами МН;
- непосредственное управление технологическим процессом транспорта нефти на контролируемых технологических участках (в случае наделения ТДП функцией непосредственного управления).



ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИИ РАЙОННОГО ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПУНКТА РДП

Районный диспетчерский пункт РДП осуществляет:

- оперативное планирование и управление приемом, перекачкой, перевалкой и поставкой нефти по каждому участку трубопровода, ПСП, наливным сооружениям, РП в пределах границ ответственности эксплуатирующего филиала ОСТ;
- оперативный учет движения нефти по отдельным трубопроводам или группе трубопроводов, наличия нефти, свободной емкости РП;
- оперативный контроль технологических параметров перекачки нефти;
- оперативный контроль качества транспортируемой нефти;
- оперативный контроль порядка и режимов пропуска СОД на участках МН;
- оперативный контроль и производство переключений на МН;
- оперативный контроль за ходом выполнения плановых работ;
- оперативный контроль за ходом выполнения аварийно-восстановительных работ;
- контроль за нормативными параметрами МН;
- непосредственное управление технологическим процессом транспорта нефти на контролируемых технологических участках (в случае наделения РДП функцией непосредственного управления).



ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИИ МЕСТНОГО ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПУНКТА МДП

Диспетчерский персонал местного диспетчерского пункта (МДП) осуществляет:

- непосредственное управление технологическими объектами, системами, сооружениями;
- первичный учет количества принимаемой, перекачиваемой, сдаваемой, находящейся на хранении нефти;
- постоянный контроль и регистрацию каждые 2 ч технологических параметров оборудования и систем объектов, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности;
- учет движения нефти по РП, ПСП с составлением двухчасовых сводок и передачей информации в РДП;
- оперативный контроль качества транспортируемой нефти;
- оперативный контроль порядка приема и запуска СОД в зоне ответственности МДП;
- производство переключений на технологических трубопроводах НПС и РП в зоне ответственности МДП;
- учет работ, выполняемых по нарядам-допускам, распоряжениям;
- контроль хода ремонтных или аварийно-восстановительных работ;
- контроль за нормативными параметрами НПС.



ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИИ ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА

Оперативный персонал осуществляет:

- непосредственное управление технологическим оборудованием, системами, сооружениями НПС;
- осмотр, оперативные переключения, контроль за ходом выполнения ремонтных работ на объектах МН, НПС;
- постоянный контроль технологических параметров, технического состояния оборудования, систем, сооружений по направлениям деятельности;
- выполнение оперативных работ в порядке текущей эксплуатации объектов и оборудования МН;
- учет работ, выполняемых по нарядам-допускам, распоряжениям.

Запрещается привлекать оперативный персонал, контролирующий и управляющий технологическим процессом приема, перекачки и поставки нефти, к работам, не связанным с оперативным управлением и контролем за работой МН.



ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Основным средством диспетчерского управления является многофункциональный программно-технический комплекс единой системы диспетчерского управления (ЕСДУ).

В состав ЕСДУ входят следующие основные подсистемы:

- система диспетчерского контроля (СДК);
- система автоматического управления и автоматических защит (САУ);
- система контроля режима работы (СКР);
- система аналитики и планирования (САП);
- система имитационного моделирования работы (СИМ);
- система «Ассистент диспетчера».



СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ (СДК)

СДК предназначена для контроля и управления технологическим процессом транспортировки нефти по системе МН и выполняет следующие функции:

- сбор данных о состоянии технологического оборудования и параметрах технологического процесса;
- дистанционное управление технологическим оборудованием МН;
- сохранение в базе данных собранной информации о состоянии технологического оборудования и параметрах технологического процесса, об отправленных командах телеуправления, телерегулирования и результатах их исполнения;
- визуализация технологического процесса с отображением хода технологического процесса на мнемосхемах в оперативном и историческом режимах, формирование, отображение и печать исторических графиков. Функция также обеспечивает отображение истории действий диспетчера, совершенных в ходе работы в системе АРМ;
- формирование сообщений о событиях и авариях;
- межуровневый обмен технологическими данными;
- контроль за нормативными параметрами;
- передача функции дистанционного управления технологическим оборудованием между основным и резервным управляющими диспетчерскими пунктами;
- визуализация технологического процесса на средствах коллективного пользования (видеостена);
- диагностика каналов и оборудования связи.



СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ И АВТОМАТИЧЕСКИХ ЗАЩИТ (САУ)

САУ предназначена для автоматизации управления работой МН и выполняет следующие функции:

- автоматизированный пуск, остановка и изменение режима технологического участка МН. Функция должна обеспечивать автоматизированное управление работой МН по заданным алгоритмам. Функция обеспечивает автоматический вывод на заданный технологический режим, остановку ТУ МН, перевод ТУ МН с одного режима на другой по команде с АРМ диспетчера (управление режимом с «одной кнопки») с возможностью выполнения пошагового контроля и отображения хода выполнения алгоритмов;
- перевод МН в безопасное состояние. Функция обеспечивает автоматический перевод МН в безопасное состояние при аварийном событии на НПС, РП или ЛЧ (при превышении границ отклонений фактических параметров перекачки от расчетных, обнаружении нарушений целостности МН и т. п.).



СИСТЕМА КОНТРОЛЯ РЕЖИМА РАБОТЫ (СКР)

СКР предназначена для поддержки принятия решений диспетчерским персоналом в процессе управления технологическим процессом транспортировки нефти по системе МН на базе гидравлической математической модели МН. СКР выполняет следующие функции:

- расчет распределения давления в МН по длине ТУ для текущего момента времени с учетом фактического состояния технологических объектов, влияния технологических переключений, изменяющейся реологии нефти из-за смешения партий нефти и изменения температуры, уровней взлива в резервуарах, движения СОД, подкачки (сдачи) нефти через ПСП, идентификацию причин отклонения расчетных значений давления от фактических;
- контроль соответствия режимов. Функция обеспечивает контроль отклонения фактических технологических режимов работы МН от плановых режимов;
- контроль пропуска партий нефти, герметизирующих устройств, СОД. Функция реализует расчет параметров движения (положения, скорости движения, времени прохождения контрольных точек и т. д.) партий нефти, герметизирующих устройств, СОД и др. Для СОД функция также реализует сопоставление расчетной и фактической скорости движения для автоматической корректировки коэффициента перетока;
- расчет зон смешения нефти. Функция реализует расчет зон смешения нефти при перекачке отличных по качественным характеристикам партий нефти в одном МН без применения разделителей;



СИСТЕМА КОНТРОЛЯ РЕЖИМА РАБОТЫ (СКР)

СКР выполняет следующие функции:

- идентификацию и контроль параметров оборудования. Функция реализует первичную идентификацию характеристик основного технологического оборудования (насосного оборудования, запорной и регулирующей арматуры и др.), а также последующее отслеживание изменений характеристик оборудования;
- контроль режимов работы оборудования. Функция реализует проверку режимов работы насосных агрегатов, регуляторов давления и другого технологического оборудования, а также определение фактов работы оборудования в ненормальных режимах;
- контроль целостности МН. Функция реализует контроль целостности МН с использованием различных методов определения утечек;
- определение «критических точек МН». Функция реализует определение наличия «критических точек МН (перевальные точки с малым избыточным давлением, участки с давлением, близким к несущей способности секций МН);
- проверка данных измерений контрольно-измерительных приборов. Функция реализует проверку в реальном времени данных контрольно-измерительных приборов на достоверность посредством проверки превышения допустимых границ значений, скорости изменений значений, физического соответствия значений технологическому процессу;
- прогноз завершения операций с РП. Функция реализует расчет времени заполнения или опорожнения РВС РП с уведомлением оперативного и диспетчерского персонала о времени, оставшемся до окончания операции.



СИСТЕМА АНАЛИТИКИ И ПЛАНИРОВАНИЯ (САП), ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ (СИМ)

Система аналитики и планирования САП предназначена для информационной поддержки специалистов ДП и ОГД и технических подразделений ОСТ и обеспечивает автоматизацию разработки, корректировку и контроль фактического исполнения посуточного графика движения нефти ПГДН по системе МН.

Система имитационного моделирования работы СИМ предназначена для информационной поддержки ОГД в части расчета режимов работы ТУ МН, а также для обучения диспетчерского персонала и выполняет следующие функции:

- обучение и тренинг диспетчерского персонала. Функция реализует расчет режимов работы ТУ МН, а также обучение персонала путем имитации различных событий на МН;
- расчет и корректировка карт режимов работы МН. Функция реализует расчет режимов работы МН с занесением рассчитанных режимов в карту режимов, а также изменение карт режимов по результатам внутритрубной диагностики МН (с учетом ограничений давления на дефектах) и фактических параметров режимов, полученных из СДК;
- проверка алгоритмов. Функция реализует проверку алгоритмов автоматических защит технологических участков МН и алгоритмов управления режимами работы ТУ МН.

СИСТЕМА «АССИСТЕНТ ДИСПЕТЧЕРА»

Система «Ассистент диспетчера» предназначена для автоматизации документооборота ДП, формирования отчетности, предоставления сведений из базы данных нормативно-справочной информации и выполняет следующие функции:

- предоставление сведений из базы данных нормативно-справочной информации;
- ведение оперативного электронного журнала диспетчера, в котором осуществляется протоколирование событий и действий оперативного персонала;
- ведение электронного отчета «Суточный диспетчерский лист» посредством автоматического наполнения отчета данными о состоянии технологического процесса и ввода дополнительных данных диспетчером вручную;
- регистрация приема-сдачи смены, формирование акта приема-сдачи смены с информацией о текущем состоянии технологического процесса, выполненных, незавершенных и запланированных работах с возможностью печати такого акта для последующего хранения в архиве ДП;
- ведение документооборота диспетчера реализует автоматизированное формирование, передачу и прием электронных запросов (телефаксограмм), заданий и отчетов о выполненных работах, получение электронных подписей, отправка/получение/хранение электронных документов;
- формирование отчетов и сводок по произвольному набору параметров за произвольный промежуток времени по запросам, создаваемым диспетчерским персоналом.



ЭКРАННЫЕ ФОРМЫ СИСТЕМ ЕСДУ

Экранные формы каждой из систем, входящих в состав ЕСДУ, применяют унифицированные мнемосимволы и условные графические изображения объектов.

Экранные формы СДК сгруппированы в состав единого АРМ диспетчера (управляющего).

На экранах единого АРМ диспетчера (управляющего) отображаются основные экранные формы СДК по каждому ТУ МН:

- экранная форма «Панель остановки МН»;
- экранная форма «Панель управления НПС»;
- экранная форма «Панель управления ЛЧ МН»;
- экранная форма «Размещение нефти в РП»;
- экранная форма мониторинга «Обще станционная схема технологического участка»;
- экранная форма «Журнал событий»;
- экранная форма АСК «Гидроуклон» (возможно размещение на видеостене);
- экранные формы «СОУ/СОУ и КА».



РЕЖИМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЕСДУ

Набор средств ЕСДУ и систем автоматизации НПС позволяет управление МН в следующих режимах управления:

- автоматизированном;
- дистанционном;
- местном.

При автоматизированном режиме управления диспетчер (управляющий) определяет алгоритм перевода МН с одного режима работы на другой по заранее определенным критериям. В зависимости от уровня развития систем автоматизации в качестве критериев используются производительность МН, режим работы МН (величины рабочих давлений).

При дистанционном режиме управления диспетчер (управляющий) осуществляет управление МН средствами СДК с применением средств телемеханики и автоматизации.

При местном режиме управления насосно-силовое оборудование и запорная арматура управляется оперативно-техническим персоналом (работники линейной аварийно-эксплуатационной службы (ЛАЭС) и операторы НПС), координация действий которых осуществляется диспетчером с использованием средств коммуникации (селектор связи, радиосвязь, телефонные средства связи).



ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ МН

Управление режимом работы МН (пуски и остановки насосных агрегатов, переход с одного агрегата на другой) осуществляется в соответствии с Инструкцией, в которой определены:

- порядок взаимодействия оперативно-диспетчерского персонала;
- структура управления;
- режимы управления технологическим участком нефтепровода;
- порядок подготовки технологического участка МН к пуску;
- порядок пуска технологического участка МН в работу;
- порядок перевода технологического участка МН с одного режима работы на другой;
- порядок остановки технологического участка МН;
- действия оперативно-диспетчерского персонала при возникновении нештатных ситуаций.

Технологический процесс транспортировки нефти осуществляется с соблюдением требований, установленных в документах, утвержденных главным инженером ОСТ:

- план-график работы МН на месяц с почасовой разбивкой;
- карта технологических режимов работы МН, карта переходных режимов;
- технологическая карта защит МН;
- технологическая карта по эксплуатации резервуаров товарных парков НПС (ЛПДС);
- таблица нормативно-технологических параметров.





РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА имени И.М. ГУБКИНА
Базовый ВУЗ нефтегазового комплекса России



СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ