

Жданова Руслана Юрьевна, студент,
кафедра транспорта и хранения нефти и газа,
Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II
Zhdanova Ruslana Yuryevna, Student,
St. Petersburg Mining University Empress Catherine II

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА
С ОБОСНОВАНИЕМ ТРАССЫ, ПАРАМЕТРОВ
ТРУБОПРОВОДА И РЕЖИМОВ ПЕРЕКАЧКИ
DESIGN OF A MAIN OIL PIPELINE WITH JUSTIFICATION
OF THE ROUTE, PIPELINE PARAMETERS AND PUMPING MODES**

Аннотация. В статье представлен расчетно-теоретический подход к проектированию магистрального нефтепровода производительностью 70 млн т/год. Обоснован вариант трассы с учетом рельефа, водных преград, охранных зон и инженерно-геологических условий. Выполнены расчеты физических свойств нефти, часовой производительности, конструктивных и гидравлических параметров трубопровода, выбран состав насосного оборудования и определено число нефтеперекачивающих станций. По результатам сравнения вариантов принята конфигурация с магистральными насосами НМ 7000-210, наружным диаметром 1220 мм и двумя нефтеперекачивающими станциями. Установлены реализуемые режимы работы системы, обеспечивающие соблюдение ограничений по подпору и напору.

Abstract. The paper presents a calculation-based approach to the design of a main oil pipeline with a capacity of 70 million tonnes per year. The pipeline route is justified with consideration of terrain, water crossings, protected areas and engineering-geological conditions. Oil properties, hourly flow rate, structural and hydraulic parameters, pumping equipment and the required number of pumping stations are determined. The selected design uses NM 7000-210 main pumps, a 1220 mm outside pipe diameter and two pumping stations. Feasible operating modes satisfying inlet pressure and outlet head limitations are identified.

Ключевые слова: Магистральный нефтепровод, проектирование, трассировка, гидравлический расчет, нефтеперекачивающая станция, насосное оборудование.

Keywords: Main oil pipeline, design, route selection, hydraulic calculation, oil pumping station, pumping equipment.

Введение. Магистральный трубопроводный транспорт обеспечивает непрерывное перемещение значительных объемов нефти между районами добычи, хранения, переработки и потребления. По сравнению с железнодорожной и автомобильной доставкой трубопроводная система характеризуется высокой пропускной способностью, меньшей зависимостью от погодных условий и возможностью автоматизированного управления технологическим процессом. Одновременно крупный диаметр, значительная протяженность и высокое рабочее давление превращают нефтепровод в сложный линейный объект, надежность которого определяется согласованностью трассовых, конструктивных, гидравлических и энергетических решений.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью проектирования нефтепроводов с учетом переменной загрузки по этапам ввода, различий свойств транспортируемой нефти, неоднородности рельефа и грунтов, а также ограничений по давлению на выходе станций и минимальному подпору на входе насосов. Ошибка на любом



из перечисленных этапов может привести к завышенным капитальным затратам, повышенному энергопотреблению, кавитации насосов или превышению допустимого давления в линейной части.

Цель работы – обосновать основные проектные решения магистрального нефтепровода производительностью 70 млн т/год. Для достижения цели решены задачи выбора трассы, оценки природных условий, расчета свойств нефти, определения диаметра и толщины стенки труб, выбора насосного оборудования, выполнения гидравлического расчета, определения количества нефтеперекачивающих станций и проверки возможных режимов эксплуатации.

Исходные данные и характеристика транспортируемой нефти. Проектируемый объект представляет собой магистральный нефтепровод между заданными начальным и конечным пунктами. Геодезические отметки начальной и конечной точек составляют соответственно 52 и 70 м. Проектная годовая производительность принята равной 70 млн т/год; развитие загрузки предусматривается поэтапно: 40 % проектной мощности ко второму году, 85 % – к восьмому и 100 % – к десятому году. Коэффициент неравномерности перекачки составляет 1,07, расчетное число рабочих суток – 350.

Таблица 1

Основные исходные данные проектирования

Показатель	Значение	Единица измерения
Проектная производительность	70	млн т/год
Минимальная температура грунта	7,8	°С
Максимальная температура грунта	13,1	°С
Плотность нефти при 20 °С	844	кг/м ³
Кинематическая вязкость при 20 °С	21	сСт
Кинематическая вязкость при 50 °С	3,6	сСт
Температура начала кипения	46,5	°С
Массовая доля серы	1,78	%
Массовая доля парафина	1,8	%
Массовая доля воды	0,6	%
Хлористые соли	452	мг/л
Механические примеси	0,03	%

Согласно ГОСТ Р 51858-2020 нефть классифицируется по содержанию серы, плотности, степени подготовки и содержанию сероводорода и меркаптанов. При массовой доле серы 1,78 % рассматриваемая нефть относится к сернистой. Плотность 844 кг/м³ соответствует легкой нефти. Значения воды, солей и механических примесей учитываются при оценке степени подготовки, выборе фильтров-грязеуловителей и формировании требований к эксплуатации насосного оборудования.

Расчетная температура нефти определялась как среднее значение между минимальной и максимальной среднемесячными температурами грунта и составила 10,45 °С, или 283,6 К. Для этой температуры плотность корректировалась с использованием температурной поправки, а кинематическая вязкость – по зависимости Вальтера. Полученные значения использованы при вычислении объемной часовой подачи, числа Рейнольдса и потерь напора.



Выбор трассы и учет природных условий. Трасса магистрального нефтепровода выбиралась по критериям минимизации длины, металлоложений, объема земляных работ, числа переходов через препятствия и последующих эксплуатационных затрат. Коэффициент развития трассы принят равным 1,2, что соответствует пересеченной местности с естественными и искусственными препятствиями. Допустимая область размещения вариантов ограничивалась эллипсом, фокусами которого являются начальный и конечный пункты.

Юго-восточный вариант был исключен из-за пересечения охранной зоны, двух рек и автомобильной дороги. Прокладка по центральному холмистому участку увеличивала бы объем земляных работ и стоимость сооружения. В результате выбран вариант Ж–И–3, позволяющий избежать двойного перехода через реку и обходящий водоем и наиболее выраженный участок рельефа.

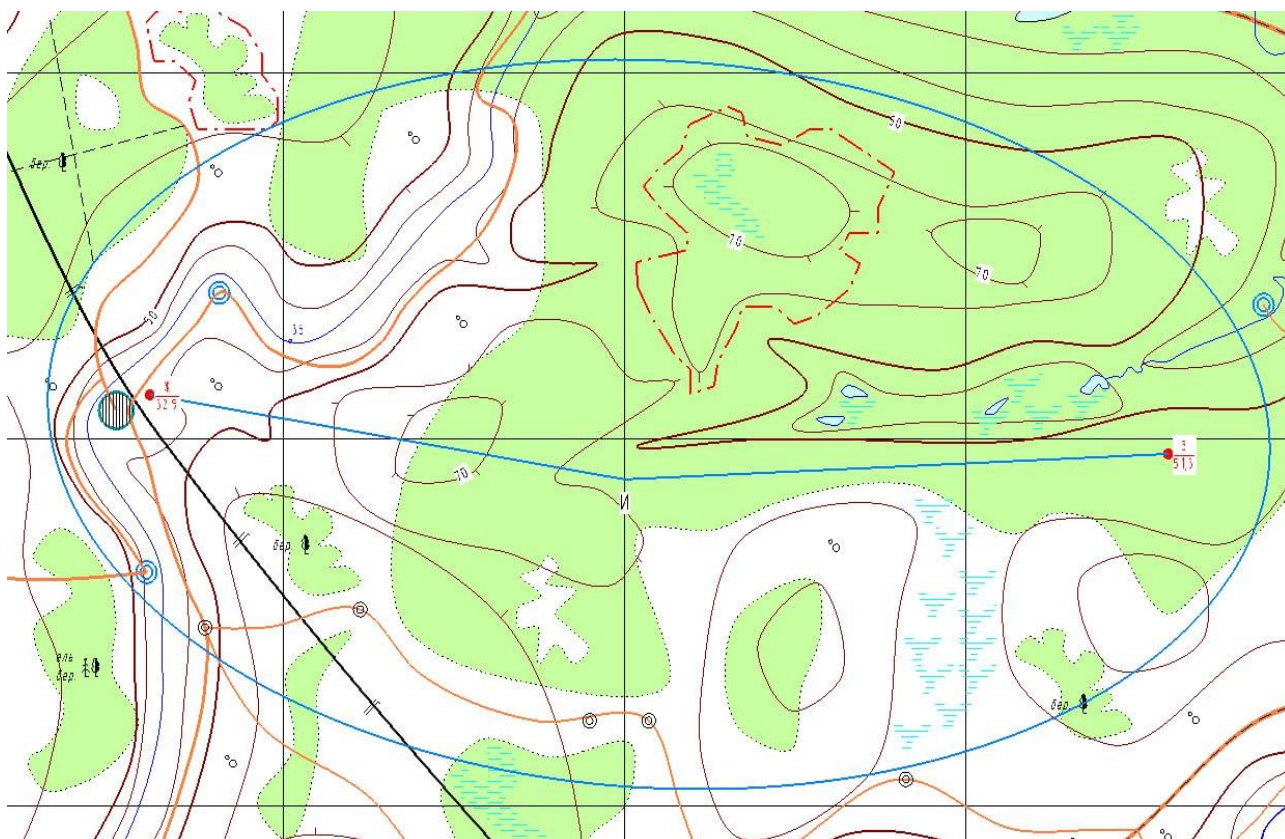


Рисунок 1. Топографическая схема выбранной трассы Ж–И–3

Инженерно-геологические условия характеризуются чередованием песчаных, глинистых и скальных грунтов. Для песка средней крупности сцепление принято 2 кПа, угол внутреннего трения 35° , удельный вес 23 кН/м^3 ; для глины – 26 кПа, $16,5^\circ$ и $16,8 \text{ кН/м}^3$; для скальных пород – 1000 кПа, 40° и 24 кН/м^3 . Наличие участков с высоким уровнем грунтовых вод требует усиленного водоотлива при строительстве, контроля устойчивости траншеи и учета всплытия трубопровода на обводненных участках.



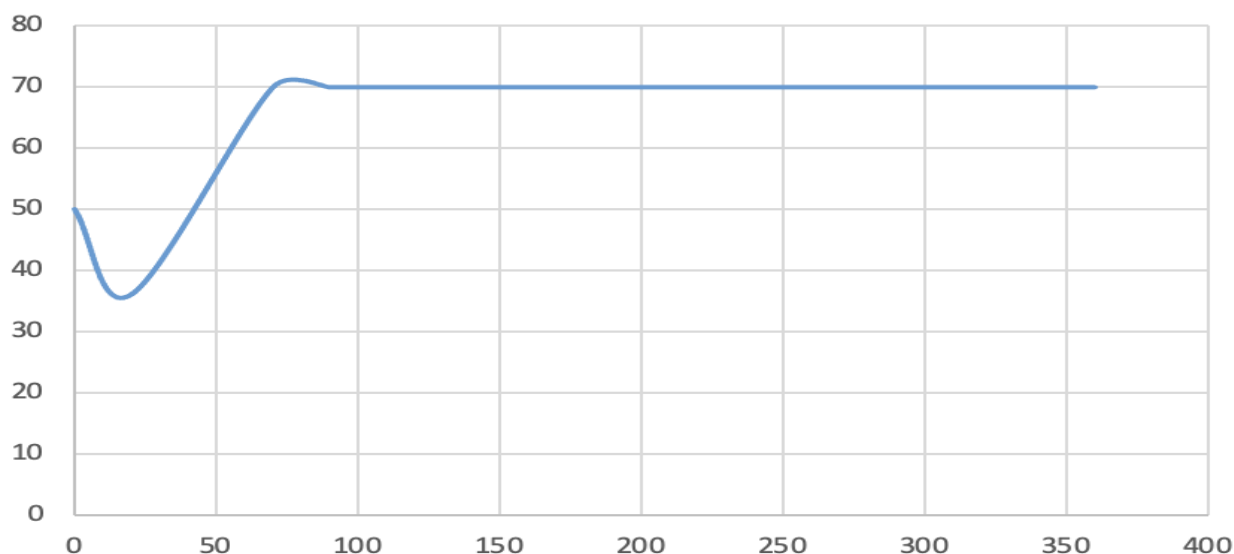


Рисунок 2. Продольный профиль проектируемой трассы

Продольный профиль показывает снижение отметки примерно до 35 м в начальной части, последующий подъем до 70 м и практически постоянную отметку на большей части трассы. Разность отметок конечного и начального пунктов учитывалась в полном балансе напоров. На переходе через несудоходную водную преграду шириной менее 20 м категория участка повышается, что предполагает более жесткие требования к прочности, контролю сварных соединений и испытаниям.

Определение производительности и выбор насосного оборудования. Расчетная часовая объемная подача определялась по годовой производительности, плотности нефти, коэффициенту неравномерности и числу рабочих суток. Получено значение $Q = 6271,64 \text{ м}^3/\text{ч}$. Для этой подачи рассмотрены магистральные насосы НМ 7000-210 и НМ 10000-210 со сменным ротором на 0,7 номинальной подачи. Вариант НМ 7000-210 с ротором 1,25Qн не удовлетворяет требованию по подаче.

В качестве подпорных насосов анализировались НПВ 5000-120, НПВ 3600-90 и НПВ 2500-80 с параллельным включением. Для сравнения конфигураций рассчитывались напор при рабочей подаче, коэффициенты полезного действия насоса и электродвигателя, потребляемая мощность и давление на выходе станции. Рекомендуемый диапазон рабочего давления при рассматриваемой производительности составляет 5,5–6,1 МПа.

Таблица 2

Сравнение вариантов насосного оборудования

Конфигурация	Рабочие магистральные насосы	Подпорные насосы	Оценка давления	Результат
1	3 × НМ 10000-210 (0,7Qн)	2 × НПВ 5000-120	выше рекомендуемого	отклонена
2	3 × НМ 7000-210	2 × НПВ 5000-120	пределах 5,5-6,1 МПа	принята
3	3 × НМ 7000-210	2 × НПВ 3600-90	допустимо	уступает по мощности
4	3 × НМ 7000-210	3 × НПВ 2500-80	допустимо	уступает по составу оборудования



Оптимальной признана конфигурация из трех рабочих магистральных насосов НМ 7000-210 и двух параллельно работающих подпорных насосов НПВ 5000-120. Она обеспечивает требуемую подачу при допустимом давлении и меньшей потребляемой мощности по сравнению с вариантами на базе НМ 10000-210. Для обеспечения ремонтпригодности и надежности предусматриваются резервные агрегаты в соответствии с требованиями технологического проектирования.

Расчет конструктивных параметров трубопровода. Ориентировочный внутренний диаметр определялся по расчетному расходу при средней скорости движения нефти 2,65 м/с. Ближайшими стандартными наружными диаметрами оказались 1020 и 1220 мм. Для последующего сравнения рассмотрены оба варианта, однако основной расчет выполнен для наружного диаметра 1220 мм как ближайшего большего стандартного размера, обеспечивающего снижение гидравлических потерь.

Материал трубы – низколегированная сталь 17Г1С-У с минимальным временным сопротивлением 510 МПа. Расчетная толщина стенки определялась по внутреннему давлению с учетом коэффициентов надежности по нагрузке, материалу и назначению, а также коэффициента условий работы для III категории линейной части. Полученное расчетное значение округлялось до ближайшей большей стандартной толщины и увеличивалось на 2 мм как припуск на коррозию.

Применение диаметра 1220 мм обеспечивает приемлемую скорость потока и уменьшает гидравлический уклон. При этом увеличение металлоемкости по сравнению с диаметром 1020 мм компенсируется меньшими потерями напора, сокращением энергетических затрат и возможностью устойчивого выхода на проектную производительность без чрезмерного роста числа станций.

Гидравлический расчет и определение числа станций. Средняя скорость определялась из расхода и площади живого сечения трубы. Режим течения оценивался по числу Рейнольдса с учетом расчетной вязкости. Для цельносварных прямошовных труб эквивалентная шероховатость принята равной 0,1 мм. Расчет показал область смешанного трения, поэтому потери напора определялись по формуле Лейбензона с соответствующими коэффициентами режима.

Полный требуемый напор складывался из потерь на трение, разности геодезических отметок и остаточного напора 40 м на конечном пункте. Для принятого диаметра расчетная величина полных потерь напора составила около 6020,96 м. На основании напорной характеристики насосных агрегатов и характеристики линейной части определено необходимое количество нефтеперекачивающих станций.

Таблица 3

Фрагмент данных для совмещенной характеристики

Расход Q, м ³ /ч	Напор трубопровода, м	Напор НПС без отключения насоса, м	Напор НПС при отключении одного насоса, м
5017,31	475,23	1312,79	647,95
5644,47	575,66	1204,47	578,75
6271,64	686,67	1083,40	501,39
6898,80	808,13	949,58	415,90
7525,97	939,97	803,03	322,27



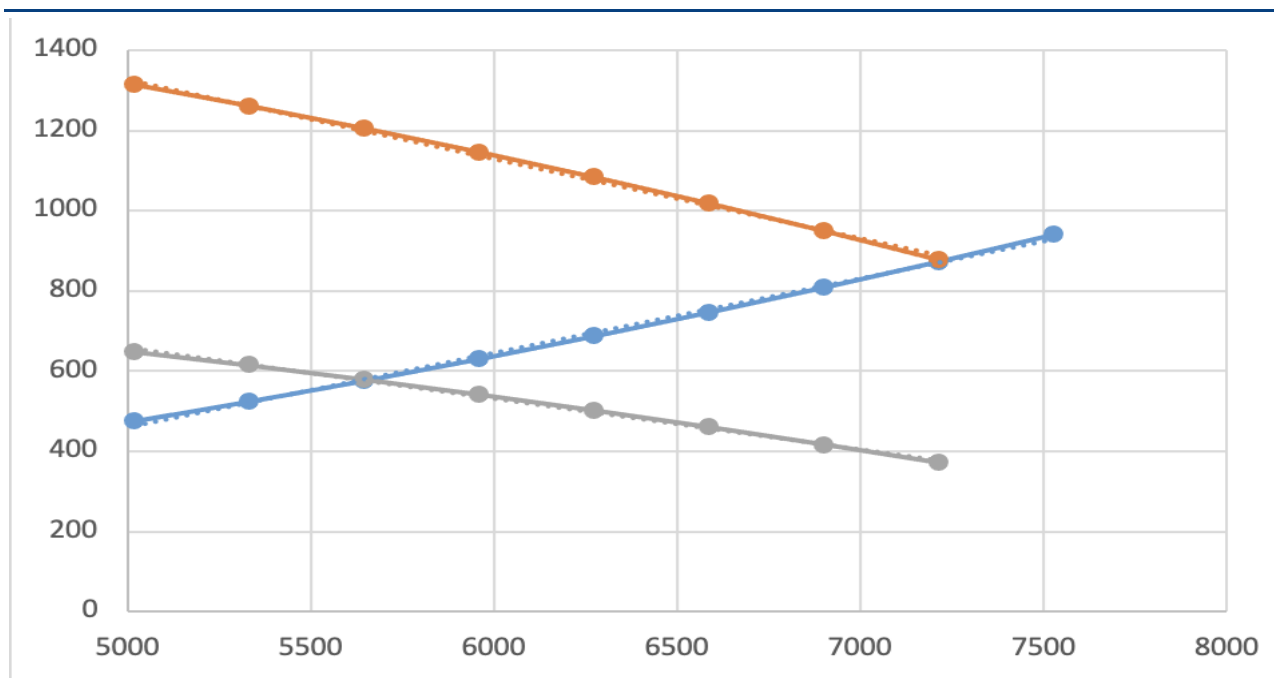


Рисунок 3. Совмещенная характеристика нефтепровода и нефтеперекачивающих станций

Совмещенная характеристика использовалась для определения рабочих точек при расходах от $0,8Q$ до $1,2Q$. Пересечение возрастающей характеристики трубопровода с убывающей характеристикой станций подтверждает наличие устойчивых рабочих точек. Расстановка выполнялась по максимальной производительности с использованием метода Шухова и сжатого профиля трассы. Итоговое число нефтеперекачивающих станций принято равным двум, включая головную и одну промежуточную станцию.

При размещении станций контролировалось, чтобы линия фактических напоров не пересекала эпюру разрешенных напоров. На участках повышенной категории максимально допустимый напор снижается, поэтому эпюра располагается ближе к профилю трассы. Принятая схема обеспечивает передачу нефти при проектной производительности и сохраняет запас по прочности линейной части.

Проверка эксплуатационных режимов. После назначения положения станций выполнен расчет фактических расходов, подпоров и напоров для различных сочетаний числа работающих магистральных насосов. На каждой станции рассматривалось от одного до трех работающих агрегатов, что образовало девять комбинаций. Режим признавался допустимым при одновременном выполнении трех условий: подпор на входе выше кавитационного запаса насоса, напор на выходе ниже разрешенного и гидравлический режим соответствует принятой области сопротивления.

Таблица 4

Результаты проверки режимов работы нефтепровода

№	Насосы ГНПС	Насосы НПС-1	Q, м³/ч	Re	Соответствие	Вывод
1	3	3	4616,63	182008	нет	отклонен
2	3	2	4403,92	173622	нет	отклонен
3	3	1	4128,06	162747	да	реализуем
4	2	3	4403,92	173622	нет	отклонен
5	1	3	4128,06	162747	да	реализуем
6	2	2	4128,06	162747	да	реализуем



7	2	1	3771,22	148679	нет	отклонен
8	1	2	3771,22	148679	нет	отклонен
9	1	1	3285,22	129518	нет	отклонен

По совокупности ограничений реализуемыми являются режимы № 3, 5 и 6. Общая для них расчетная производительность составляет 4128,06 м³/ч, однако распределение работающих агрегатов между головной и промежуточной станциями различается. Наличие нескольких допустимых комбинаций повышает эксплуатационную гибкость: при ремонте или выводе одного агрегата возможно перераспределение насосов без полной остановки транспорта нефти.

Режимы с максимальным числом включенных агрегатов отклоняются вследствие превышения допустимого напора, а режимы с недостаточным числом насосов – из-за нарушения условий минимального подпора или несоответствия требуемой производительности. Поэтому автоматизированная система управления должна ограничивать включение агрегатов не только по заданному расходу, но и по текущим давлениям на входе и выходе каждой станции.

Экологическая и эксплуатационная надежность. Проектные решения должны сопровождаться системой противоаварийной защиты, контроля утечек, телемеханики и линейной запорной арматуры. На переходах через водные объекты предусматриваются повышенная категория трубопровода, усиленный контроль сварных соединений и испытания. Для защиты от наружной коррозии необходимо применять заводское изоляционное покрытие совместно с электрохимической защитой; коррозионный припуск 2 мм учитывает постепенное уменьшение толщины стенки.

Снижение экологического риска обеспечивается оптимизацией трассы, исключением лишних переходов через водные преграды и охранные зоны, регулярной внутритрубой диагностикой, контролем параметров перекачки и готовностью аварийно-восстановительных подразделений. Выбранная система «из насоса в насос» на промежуточной станции уменьшает потери нефти от испарения, однако повышает взаимозависимость станций, что требует надежной связи и согласованного регулирования.

Заключение. Выполнено комплексное проектирование магистрального нефтепровода производительностью 70 млн т/год. Обоснована трасса Ж–И–З, позволяющая сократить число сложных переходов и обойти охранную зону, водоем и наиболее неблагоприятный участок рельефа. Учтены неоднородные инженерно-геологические условия и наличие обводненных участков.

Расчетная часовая подача составила 6271,64 м³/ч. По результатам технико-гидравлического сравнения приняты наружный диаметр трубопровода 1220 мм, сталь 17Г1С-У и насосная конфигурация на базе НМ 7000-210 с подпорными насосами НПВ 5000-120. Для обеспечения проектной производительности определены две нефтеперекачивающие станции.

Гидравлический расчет подтвердил смешанный режим трения и полный требуемый напор около 6020,96 м. Совмещенная характеристика трубопровода и станций показала устойчивые рабочие точки. Из девяти рассмотренных комбинаций включения насосов допустимыми являются режимы № 3, 5 и 6, удовлетворяющие требованиям по входному подпору и выходному напору.

Таким образом, принятые решения формируют технически реализуемую и эксплуатационно гибкую систему транспортировки нефти. Дальнейшее уточнение проекта должно включать детальную технико-экономическую оценку вариантов диаметра, расчет перехода через водную преграду, проверку прочности на всех участках повышенной категории и разработку алгоритмов противоаварийного регулирования.



Список литературы:

1. Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газо-нефтепроводов. Санкт-Петербург: Недра, 2008. 488 с.
2. ГОСТ Р 51858-2020. Нефть. Общие технические условия.
3. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.
4. Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов. Санкт-Петербург: Недра, 2005. 824 с.
5. СН 452-73. Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов.
6. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002. 544 с.
7. РД 153-39.4-113-01. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов.
8. СП 131.13330.2012. Строительная климатология.
9. Щипачев А.М., Лягова А.А., Лапига И.Р. Эксплуатация магистральных газонефтепроводов: методические указания по выполнению курсового проекта. Санкт-Петербург: СПГУ, 2019. 51 с.
10. Васильев Г.Г., Коробков Г.Е., Коршак А.А. Трубопроводный транспорт нефти. Москва: Недра, 2002. 407 с.
11. ГОСТ 33852-2016. Арматура трубопроводная. Задвижки шибберные для магистральных нефтепроводов.
12. ГОСТ 9544-2015. Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов.
13. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

