

Об утверждении Правил эксплуатации магистральных нефтепроводов

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 29 октября 2014 года № 84. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 20 января 2015 года № 10107.

В соответствии с подпунктом 4) статьи 6 Закона Республики Казахстан от 22 июня 2012 года "О магистральном трубопроводе", **ПРИКАЗЫВАЮ:**

1. Утвердить прилагаемые Правила эксплуатации магистральных нефтепроводов.
2. Департаменту развития нефтяной промышленности Министерства энергетики Республики Казахстан (Кулмурзин К.С.) обеспечить:
 - 1) государственную регистрацию настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан;
 - 2) в течение десяти календарных дней после государственной регистрации настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан направление на официальное опубликование в средствах массовой информации и информационно-правовой системе "Эділет";
 - 3) опубликование настоящего приказа на официальном интернет-ресурсе Министерства энергетики Республики Казахстан.
3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на курирующего вице-министра энергетики Республики Казахстан.
4. Настоящий приказ вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования.

Министр

В. Школьник

"Согласован"

Министр национальной экономики

Республики Казахстан

_____ Е.Досаев

18 декабря 2014 года

"Согласован"

Министр по инвестициям и развитию

Республики Казахстан

_____ А. Исекешев

4 декабря 2014 года

Правила эксплуатации магистральных нефтепроводов Глава 1. Общие положения

Сноска. Заголовок главы 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 02.04.2021 № 115 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

1. Настоящие Правила эксплуатации магистральных нефтепроводов разработаны в соответствии с подпунктом 4) статьи 6 Закона Республики Казахстан от 22 июня 2012 года "О магистральном трубопроводе" и определяют порядок эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 02.04.2021 № 115 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Правилах используются следующие основные понятия:

1) авария – разрушение зданий, сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ;

2) автоматизированная система – система, состоящая из персонала и комплекса средств автоматизации его деятельности, реализующая информационную технологию выполнения установленных функций контроля и управления;

3) текущий ремонт (оборудования) – ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности оборудования и сооружений, состоящий в замене и (или) восстановлении отдельных частей;

4) неисправность – событие, заключающееся в кратковременном нарушении работоспособного состояния оборудования, объекта, сооружений, не повлекшее изменение технологического режима;

5) подразделение – нефтепроводное управление; центральная база производственного обслуживания; головная нефтеперекачивающая станция; нефтеперекачивающая станция; опорный аварийно-восстановительный пункт; аварийно-восстановительный пункт; наладочная лаборатория и другие службы, необходимые для обеспечения транспортировки нефти и безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов;

6) диспетчерская связь (канал) – избирательная и групповая громкоговорящая связь, предоставляемая оперативно-техническому персоналу, организующему транспортировку нефти;

7) оперативное (непрерывное) диагностирование – контроль технического состояния, при котором поступление информации о контролируемых параметрах происходит постоянно;

8) оперативно-диспетчерское управление – централизованное управление технологическими режимами эксплуатации магистрального нефтепровода для транспортировки нефти;

9) внеплановое диагностирование – контроль технического состояния оборудования нефтеперекачивающих станций, проводимый в случае резкого изменения значений постоянно контролируемых параметров, а также, если по результатам оперативного контроля выносится решение о предполагаемом развитии дефекта;

10) плановое (периодическое) диагностирование – контроль фактического технического состояния оборудования нефтеперекачивающих станций по параметрам, позволяющим оценить техническое состояние оборудования, составить прогноз его работоспособности;

11) ремонт – комплекс мероприятий (операций) по восстановлению исправности или работоспособности полного или частичного эксплуатационного ресурса линейной части магистрального нефтепровода и (или) его объектов;

12) ремонт (оборудования) – комплекс операций по восстановлению исправности, работоспособности, ресурса оборудования и сооружений магистрального нефтепровода ;

13) капитальный ремонт (оборудования) – ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса оборудования и сооружений с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые;

14) внутритрубная диагностика – комплекс работ, обеспечивающий получение информации о дефектах трубопровода с применением внутритрубных инспекционных приборов (снарядов), в которых реализованы различные виды неразрушающего контроля;

15) внутритрубный диагностический снаряд (дефектоскоп) — устройство, перемещаемое внутри трубы потоком перекачиваемого продукта, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах стенки нефтепровода и сварных швов;

16) собственник магистрального трубопровода – Республика Казахстан, административно-территориальная единица Республики Казахстан или юридическое лицо, владеющее магистральным трубопроводом на праве собственности;

17) магистральный нефтепровод – единый производственно-технологический комплекс, состоящий из линейной части и объектов, обеспечивающих безопасную транспортировку нефти, соответствующий требованиям технических регламентов и национальных стандартов;

18) линейная часть магистрального нефтепровода – подземные, подводные, наземные, надземные нефтепроводы, по которым осуществляется непосредственная транспортировка нефти;

19) ликвидация магистрального нефтепровода – комплекс мероприятий по демонтажу и (или) перепрофилированию магистрального нефтепровода и приведению окружающей среды в состояние, безопасное для жизни и здоровья человека и пригодное для дальнейшего использования;

20) консервация магистрального нефтепровода – комплекс мероприятий по обеспечению сохранности магистрального нефтепровода в исправном техническом состоянии при выводе его из эксплуатации;

21) нефтеперекачивающая станция магистрального нефтепровода – комплекс сооружений и устройств для приема и перекачки нефти по магистральному нефтепроводу;

22) пункт подогрева нефти магистрального нефтепровода – комплекс сооружений и оборудования, обеспечивающий подогрев нефти, перекачиваемой по магистральному нефтепроводу;

23) объект магистрального нефтепровода – технологический комплекс (часть магистрального нефтепровода), включающий нефтепроводы, здания, основное и вспомогательное оборудование, установки и другие устройства, обеспечивающие его безопасную и надежную эксплуатацию;

24) инцидент на магистральном нефтепроводе – отказ или повреждение технических устройств, применяемых на его опасном производственном объекте, а также отклонение от режима технологического процесса;

25) эксплуатация магистрального нефтепровода – деятельность, необходимая для непрерывного, надлежащего и эффективного функционирования магистрального нефтепровода, включающая в том числе техническое обслуживание, ремонт, техническое диагностирование и оперативно-диспетчерское управление;

26) надежность магистральных нефтепроводов – свойство магистральных нефтепроводов выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в заданных пределах, соответствующих заданным режимам и условиям использования, технического обслуживания, ремонта, хранения и транспортировки;

27) номинальный диаметр (DN) – приблизительно равен внутреннему диаметру трубопровода, выраженному в миллиметрах и соответствующему ближайшему значению из ряда чисел, принятых в установленном порядке;

28) оператор – собственник магистрального нефтепровода или юридическое лицо, владеющее магистральным нефтепроводом на ином законном основании,

осуществляющие транспортировку нефти по магистральному нефтепроводу и (или) его эксплуатацию, либо уполномоченная ими организация, оказывающая операторские услуги;

29) производственно-технологическая связь – связь, предоставляемая по ведомственной сети связи для управления внутривыполнительской деятельностью и технологическими процессами при эксплуатации магистральных нефтепроводов;

30) резервуарный парк – комплекс взаимосвязанных резервуаров для выполнения технологических операций приема, хранения и перекачки нефти;

31) техническая диагностика – область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объекта;

32) техническое диагностирование – комплекс работ и организационно-технических мероприятий для определения технического состояния магистрального нефтепровода;

33) техническое состояние – состояние оборудования и сооружений, которое характеризуется в определенный момент времени при определенных условиях внешней среды значениями его параметров, установленных технической документацией на объект;

34) контроль технического состояния – проверка соответствия значений параметров оборудования и сооружений требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени (виды технического состояния: исправное, неисправное, работоспособное, неработоспособное);

35) ремонт по техническому состоянию (оборудования) – ремонт, при котором контроль технического состояния выполняется с периодичностью и в объеме, установленными нормативной документацией, а объем работ и начало ремонта определяются техническим состоянием оборудования и сооружений;

36) техническое обслуживание – контроль за техническим состоянием, очистка, смазка, регулировка и другие операции по поддержанию работоспособности и исправности объектов магистрального нефтепровода;

37) контроль технологического процесса – проверка соответствия характеристик, режимов и других показателей технологического процесса установленным требованиям (нормативам).

Сноска. Пункт 2 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 02.04.2021 № 115 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 2. Порядок эксплуатации магистральных нефтепроводов

Сноска. Заголовок главы 2 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 02.04.2021 № 115 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Параграф 1. Техническое обслуживание, ремонт и диагностирование магистрального нефтепровода

3. Организацию работ по эксплуатации магистральных нефтепроводов осуществляет его оператор.

4. Эксплуатация магистральных нефтепроводов не допускается до приемки в соответствии с Законом Республики Казахстан от 16 июля 2001 года "Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан" (далее – Закон) в комплексе со всеми сооружениями и иными объектами, предусмотренными проектной документацией.

Сноска. Пункт 4 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 02.04.2021 № 115 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

5. Для обеспечения транспортировки нефти и безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов создаются нефтепроводные управления, линейные производственно-диспетчерские станции, нефтеперекачивающие станции, опорные аварийно-восстановительные пункты, аварийно-восстановительные пункты, аналитические лаборатории и другие службы, задачами которых являются:

1) приемка нефти и транспортировка ее по магистральным нефтепроводам на основании договоров на предоставление услуг по транспортировке нефти;

2) учет количества и контроль качества партии нефти, принятой в магистральные нефтепроводы и сдаваемой в конечном пункте транспортировки;

3) обеспечение надежной и безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов или его объектов путем проведения периодических диагностических обследований и организация системы технического обслуживания и ремонта сооружений и технологического оборудования магистральных нефтепроводов;

4) предупреждение аварийных ситуаций, ликвидация возможных аварий и их последствий;

5) ликвидация магистральных нефтепроводов или его объектов при списании.

6. Система организации технического обслуживания и ремонта магистральных нефтепроводов или его объектов может быть централизованной, пообъектной, смешанной.

7. Проектная и исполнительная документация на строительство магистральных нефтепроводов, акты испытаний, рабочая документация на техническое обслуживание, а также материалы расследования аварий и инцидентов хранятся у собственника магистральных нефтепроводов на протяжении всего срока его эксплуатации.

8. Нормативно-техническая и нормативная документация, относящаяся к эксплуатации магистральных нефтепроводов или его объектов, хранится непосредственно в производственных подразделениях.

9. На эксплуатируемые объекты и сооружения магистральных нефтепроводов составляются технические паспорта, которые ведутся на линейную часть магистральных нефтепроводов, нефтеперекачивающих станций, наливные пункты, пункты подогрева нефти и внутриобъектные сооружения.

На объектах магистральных нефтепроводов разрабатываются и находятся на рабочих местах:

- 1) эксплуатационная и техническая документация;
- 2) проект на строительство объектов магистральных нефтепроводов;
- 3) технологические регламенты;

4) планы ликвидации аварий, учитывающие факторы опасности и регламентирующие действия персонала, средства и методы, используемые для ликвидации аварийных ситуаций, предупреждения аварий, для максимального снижения тяжести их возможных последствий (выписки из оперативной части).

Сноска. Пункт 9 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 02.04.2021 № 115 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

10. В целях бесперебойной и безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов оператором, а также физическими и юридическими лицами, осуществляющими работы на объектах магистральных нефтепроводов, на нефтепроводе устанавливаются средства измерения давления и температуры:

- 1) с обеих сторон каждой линейной задвижки;
- 2) на обоих концах каждой нитки перехода через водную преграду до и после береговых задвижек;
- 3) на конечном пункте перегона между нефтеперекачивающей станцией у задвижки приемного нефтепровода;
- 4) на обеих сторонах узлов пуска и приема, а также пропуска средств очистки и диагностики;
- 5) до и после узлов подключения нефтепровода к пункту подогрева нефти, станции подогрева нефти;
- 6) в наиболее характерных точках продольного профиля нефтепровода.

Нефтепровод и узлы пуска и приема очистных устройств оборудуются сигнализаторами прохождения средств очистки и диагностики.

11. Размещение линейной запорной арматуры на нефтепроводе определяется проектом на строительство (реконструкцию, расширение, техническое перевооружение, модернизацию, капитальный ремонт) нефтепровода, и при этом учитывается профиль трассы с целью сведения потерь нефти при авариях и повреждениях до минимума.

12. К запорной арматуре, узлам пуска и приема очистных и диагностических устройств обеспечивается легкий доступ для обслуживания персоналом, и они защищаются от повреждения и управления посторонними лицами.

13. Запорная арматура, устанавливаемая на нефтепроводе, содержится в исправном состоянии, укомплектовывается и нумеруется в соответствии с технологическими схемами, указателями положения затвора, надписями и стрелками, обозначающими направление открытия и закрытия.

14. Площадки расположения линейной запорной арматуры планируются, защищаются от затопления поверхностными и грунтовыми водами, ограждаются. К площадкам предусматривается подъездной путь для транспортных средств.

15. К узлам управления запорной арматуры обеспечивается беспрепятственный доступ для обслуживающего персонала.

Операции по открыванию и закрыванию запорной арматуры проводятся только по распоряжению диспетчера.

16. В местах подключения промежуточных нефтеперекачивающих станций к нефтепроводу монтируются узлы пропуска очистных и диагностических устройств или отдельные и совмещенные узлы пуска и приема очистных и диагностических устройств. На конечном участке нефтепровода, а также конечных участках, подводящих к нефтеперекачивающим станциям нефтепроводов, монтируются узлы приема очистных и диагностических устройств.

Конструкция узлов проектируется при условии использования всех типов очистных устройств и внутритрубных диагностических приборов отечественного и зарубежного производства, применяемых на нефтепроводах.

17. Устойчивость и прочность конструкции узлов от температурного воздействия "горячей" нефти обеспечиваются:

1) совмещенных узлов - за счет рамочной обвязки конструкции узлов, заземления грунтом и установки "якоря" нефтепровода к "мертвой" опоре, установленной вблизи узла;

2) отдельных узлов - за счет заземления грунтом и установки "якоря" нефтепровода к "мертвой" опоре, установленной вблизи узла, минимизации габаритов наземной части узла, компенсирующей формой нефтепровода обвязки камер, краткосрочным воздействием "горячей" нефти на пусковую камеру.

18. В целях обеспечения транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам используются головные нефтеперекачивающие станции, представляющие комплекс сооружений, установок и оборудования, предназначенных для обеспечения транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам.

19. В состав технологических сооружений головных нефтеперекачивающих станций входят: резервуарный парк, подпорная насосная станция, узел учета нефти, магистральная насосная станция, узел регулирования давления или частотно-регулируемый электропривод на подпорных и магистральных насосных агрегатах, фильтры-грязеуловители, узлы с предохранительными устройствами, технологические нефтепроводы, системы водоснабжения, теплоснабжения,

канализации, пожаротушения, электроснабжения, автоматики, телемеханической системы автоматизации, связи, система электрохимической защиты, печи подогрева нефти, узлы учета, производственно-бытовые здания и сооружения. В состав технологических сооружений промежуточной нефтеперекачивающей станции без резервуарного парка входят: магистральная насосная станция, фильтры-грязеуловители, узел регулирования давления, система сглаживания волн давления, а также технологические нефтепроводы.

Примечание РЦПИ!

В пункт 20 внесено изменение в текст на казахском языке, текст на русском языке не изменяется приказом Министра энергетики РК от 03.07.2015 № 469 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

20. На нефтеперекачивающей станции с резервуарным парком предусматривается установка узлов с предохранительными клапанами прямого действия и автоматически открывающаяся задвижка для защиты технологических нефтепроводов резервуарного парка, а также технологических нефтепроводов и оборудования, установленного между подпорной и магистральной насосными от избыточного давления.

21. Сброс нефти от предохранительных устройств осуществляется по отдельному нефтепроводу в резервуарный парк.

22. Надежность, безопасность и эффективность эксплуатации оборудования и систем нефтеперекачивающих станций обеспечиваются стабильным режимом их работы, поддержанием оборудования и коммуникаций в исправном состоянии, постоянным (или периодическим) контролем технического состояния оборудования, модернизацией или заменой морально и физически устаревшего оборудования, предупреждением отказов.

23. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций осуществляется оперативным (дежурным) и эксплуатационно-ремонтным персоналом в соответствии с требованиями технологических регламентов, инструкций по эксплуатации, разработанными на основании рекомендаций изготовителей.

24. В целях предупреждения парафинизации труб, а также потери энергии, связанной с перекачкой нефти по нефтепроводам, используются пункты подогрева нефти.

Пункты подогрева нефти могут быть в составе нефтеперекачивающих станций или самостоятельными объектами магистральных нефтепроводов. Пункты подогрева нефти предназначены для подогрева нефти, перекачиваемой по магистральным нефтепроводам, с целью изменения реологических свойств нефти (нефтесмеси).

25. Состав объектов пунктов подогрева нефти и технические характеристики сооружений и оборудования определяются проектом.

26. Температура подогрева нефти и запас необходимого количества нефти в резервуарах на пунктах подогрева нефти обеспечивают компенсацию потерь тепла перекачиваемой нефти с условием сохранения ее текучести до следующего пункта подогрева нефти при минимальных температурах окружающей среды, а также возможность пуска участка нефтепровода после плановой остановки.

27. В целях непрерывного, надлежащего и эффективного функционирования магистральных нефтепроводов при транспортировке застывающей нефти применяются противотурбулентные присадки, увеличивающие пропускную способность нефтепровода при заданном ресурсе (перепаде) давления на лимитирующих участках.

28. Для снижения температуры застывания нефти и улучшения ее реологических свойств используются депрессорные присадки.

Критерием оценки эффективности депрессорных присадок является снижение температуры застывания, парафиноотложений, вязкости и предельного напряжения сдвига.

29. Количество вводимой присадки определяется на основании реологических исследований, выполненных в лабораторных условиях, а также по результатам опробования в промышленных условиях и указывается в технологической карте нефтеперекачивающих станций.

30. Ввод присадки в нефтепровод осуществляется дозировочными насосами.

Территория расположения дозирующей установки и емкостей для хранения присадок ограждается и снабжается предупреждающим знаком.

31. Депрессорные присадки вводятся в высоkozастывающую нефть, температура которой на 5-10 °С выше температуры плавления входящих в нее парафинов.

32. Режим перекачки нефти обеспечивается равномерным перемешиванием присадки и нефти.

33. Контроль концентрации присадки в нефти осуществляется по пробам, отобраным из нефтепровода.

34. В целях обеспечения равномерной загрузкой магистральных нефтепроводов, компенсации пиковых и сезонных неравномерностей потребления нефти, накопления запасов аварийного и стратегического резерва, для технологических операций по смешению, подогреву и доведению продуктов до определенной кондиции используются резервуарные парки.

35. Технологическое оборудование резервуарного парка включает в свой состав:

1) резервуары, оборудованные предохранительными, дыхательными клапанами (вертикальные стальные цилиндрические резервуары со стационарной крышей), вентиляционными патрубками (вертикальные стальные цилиндрические резервуары со стационарной крышей и понтоном, вертикальные стальные цилиндрические резервуары с плавающей крышей), огневыми предохранителями, приемораздаточными

патрубками и их компенсирующими системами, хлопушками, пробоотборниками, водоспуском с плавающими крышами (вертикальные стальные цилиндрические резервуары с плавающей крышей), сифонными кранами, системой размыва осадка, люками, уровнемерами, приборами контроля, сигнализации, защиты;

2) устройства для обнаружения возгорания на объектах резервуарного парка и оборудование для тушения пожаров;

3) нефтепроводы обвязки резервуаров;

4) задвижки, перекрывающие доступ нефти в резервуар и из резервуара;

5) устройства энергоснабжения, вспомогательные и другие устройства, установленные в данном резервуарном парке и используемые для реализации технологических процессов.

36. Техническое обслуживание объектов линейной части магистральных нефтепроводов заключается в выполнении комплекса профилактических работ по поддержанию объектов линейной части в работоспособном и исправном состоянии, включающего:

1) техническое обслуживание и текущий ремонт оборудования и сооружений линейной части магистральных нефтепроводов;

2) очистку внутренней полости нефтепроводов.

Техническое обслуживание оборудования и сооружений линейной части магистральных нефтепроводов является плановым профилактическим (предупредительным) мероприятием и включает в себя осмотр всех ее составляющих, регулировку, чистку и смазку отдельных узлов оборудования и сооружений, а также устранение мелких неисправностей, обнаруженных в процессе осмотра.

37. Периодичность осмотров определяется на основании разработанных планов в зависимости от объема работ, сложности рельефа трассы нефтепровода, времени года и технического состояния сооружений и оборудования линейной части.

Работы по текущему ремонту оборудования и сооружений линейной части производятся регулярно в течение года по планам-графикам, составленным соответствующими службами нефтепроводных управлений.

38. С целью восстановления пропускной способности нефтепровода и предупреждения накапливания на стенках отложений, а также подготовки участка нефтепровода к внутритрубному обследованию проводится очистка полости магистральных нефтепроводов пропуском очистных устройств.

39. С учетом планов перекачки, проведения внутритрубных инспекций и свойств нефти составляются и утверждаются годовые планы работ по очистке нефтепроводов.

40. Испытания на прочность и герметичность являются средством подтверждения работоспособности эксплуатируемого нефтепровода или его участков и также проводятся в следующих случаях:

1) если они не могут быть подвергнуты внутритрубной диагностике;

2) перед вводом в работу нефтепроводов, которые были выведены из эксплуатации на срок 3 года и более без освобождения от нефти;

3) перед вводом в работу нефтепроводов, которые были выведены из эксплуатации на срок 1 год и более с освобождением от нефти.

40-1. Нефтепроводы и их участки подразделяются на три категории, объемы неразрушающего контроля сварных соединений и величины испытательных давлений которых определяются требованиями нормативно-технической документации. Все нефтепроводы за исключением участков, приведенных в приложении 1 к настоящим Правилам, относятся к III категории.

Сноска. Правила дополнены пунктом 40-1 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 02.04.2021 № 115 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

41. На каждом аварийно-восстановительном пункте ведется журнал учета работ по техническому обслуживанию и текущему ремонту участка нефтепровода, закрепленного за аварийно-восстановительным пунктом.

42. Службы, эксплуатирующие линейную часть магистральных нефтепроводов, разрабатывают и используют следующую техническую документацию:

1) копии правоустанавливающих и идентификационных документов на земельные участки, необходимые для размещения и эксплуатации линейной части нефтепровода, домов линейных обходчиков и других зданий и (или) сооружений;

2) планы, профили трассы обслуживания;

3) планы ликвидации возможных аварий;

4) схемы обслуживаемого участка магистральных нефтепроводов с ситуационным планом местности (переходы через реки и овраги, вдольтрассовые дороги и надземные коммуникации, автомобильные и железные дороги, места хранения аварийного запаса труб, места расположения объектов и средств электрохимической защиты, коммуникации технического коридора, близлежащие населенные пункты);

5) технические паспорта на нефтепровод, подводные и воздушные переходы;

6) паспорта основного оборудования и сосудов, работающих под давлением;

7) паспорта и инструкции производителя на специальную и аварийную технику;

8) материалы топографической съемки трассы нефтепровода;

9) графики планово-предупредительного ремонта;

10) должностные инструкции и инструкции по профессиям для обслуживающего персонала;

11) договор (или инструкцию) на обслуживание объектов технического коридора;

12) техническую документацию по эксплуатации магистральных нефтепроводов.

43. Все изменения по результатам произведенного технического обслуживания магистральных нефтепроводов вносятся в технологическую схему и доводятся до сведения обслуживающего персонала.

44. Сроки и периодичность технического обслуживания и ремонта технологического оборудования, систем и устройств магистральных нефтепроводов устанавливаются в зависимости от технического состояния и соответствии с требованиями инструкций завода изготовителя по эксплуатации технологического оборудования.

45. Диагностирование линейной части и объектов магистральных нефтепроводов проводится для обеспечения безопасности, поддержания надежности, предупреждения отказов, определения фактического технического состояния, определения возможности их дальнейшей эксплуатации на проектных технологических режимах, определения количества и типов дефектов, их точной локализации и выбора наиболее эффективных методов ремонта для обеспечения безопасной эксплуатации, расчета допустимого рабочего давления, определения возможности продления срока службы линейной части и объектов магистральных нефтепроводов в процессе эксплуатации.

46. Диагностирование линейной части и объектов магистральных нефтепроводов осуществляется при наличии диагностической аппаратуры аттестованными организациями, а также специалистами, имеющими удостоверение, подтверждающее прохождение профессиональной подготовки, переподготовки, работников опасных производственных объектов по вопросам промышленной безопасности в соответствии с Законом Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года "О гражданской защите" (далее – Закон о гражданской защите).

Сноска. Пункт 46 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 02.04.2021 № 115 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

47. Для средств измерений, применяемых при диагностике, применяются следующие мероприятия:

1) средства измерений, являющиеся объектами государственного метрологического контроля, вносятся в реестр государственной системы обеспечения единства измерений Республики Казахстан и поверяются;

2) средства измерений градуируются (иметь шкалу, отображение измерительной информации и другое) в единицах измерений международной системы единиц "SI" или единицах измерений, не входящих в систему "SI", но допущенных к применению на территории Республики Казахстан решением уполномоченного органа, осуществляющего государственное регулирование в области обеспечения единства измерений;

3) укомплектовываются сертификатами об утверждении типа или метрологической аттестации, действующими сертификатами о поверке средств измерений с положительными результатами, удостоверенными оттиском поверительного клейма,

методикой поверки, комплектом документации, предусмотренной заводом-изготовителем, эксплуатационной документацией на государственном и русском языках.

Сноска. Пункт 47 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 02.04.2021 № 115 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

48. Диагностирование линейной части магистральных нефтепроводов включает:

- 1) внутритрубную диагностику нефтепровода;
- 2) внешнее дефектоскопическое обследование участков нефтепровода с применением методов неразрушающего контроля;
- 3) оценку состояния изоляционных покрытий и эффективности работы средств электрохимической защиты.

49. Диагностика проводится на плановой основе с учетом норм периодичности.

На основании результатов диагностирования планируются первоочередные мероприятия по предотвращению разрушения нефтепроводов, а также сроки и объемы работ по ремонту линейной части и объектов магистральных нефтепроводов.

50. При диагностировании оборудования нефтеперекачивающих станций с целью обеспечения его надежности и безопасности ставятся следующие задачи:

- 1) определение технического состояния оборудования, в том числе обнаружение и классификация дефектов (отказов), прогноз их развития;
- 2) определение остаточного ресурса и продление срока службы оборудования;
- 3) определение сроков и объемов ремонта, необходимости замены или модернизации оборудования.

51. Номенклатура оборудования, подлежащего диагностированию, определяется соответствующим подразделением.

При проектировании новых и реконструкции существующих нефтеперекачивающих станций предусматриваются автоматизированные системы диагностического контроля основного и вспомогательного оборудования.

52. Определение фактического технического состояния оборудования производится на основе проверки соответствия и сравнения текущих значений его параметров с допустимыми и базовыми значениями.

Допустимые значения параметров, необходимых для оценки технического состояния оборудования, а также периодичность проведения планового контроля, назначаемая с учетом фактических показателей надежности, количества пусков и результатов, выполненных ранее диагностических и ремонтных работ, определяются в соответствии с технической документацией.

Базовые значения контролируемых параметров определяются с началом ведения работ по диагностике, после ввода нового или отремонтированного оборудования в

эксплуатацию, а также замены узла или детали, которая вызвала изменение контролируемых параметров.

53. В рамках диагностирования оборудования нефтеперекачивающих станций проводится оперативное, плановое и внеплановое диагностирование технического состояния.

В объем оперативного диагностирования входят также технические осмотры объектов нефтеперекачивающих станций, которые проводятся согласно графику.

54. Источником информации, необходимой для проведения диагностирования и анализа причин изменения технического состояния оборудования, являются следующие базы данных: эксплуатационных параметров; отказов и наработок; планов и результатов проведения диагностирования и ремонтов.

55. По результатам технического диагностирования выдается заключение о техническом состоянии оборудования в произвольной форме.

56. Параметры, используемые при оценке технического состояния, а также результаты диагностирования и прогнозирования ресурса сохраняются в базе данных автоматизированной системы контроля и управления магистральных нефтепроводов на протяжении всего времени эксплуатации однотипного оборудования.

57. Контроль работоспособности насосных агрегатов осуществляется при диагностировании по параметрическим и виброакустическим критериям.

58. Параметрическое диагностирование магистральных и подпорных насосных агрегатов обеспечивает обязательную оценку их технического состояния по следующим контролируемым параметрам: напору; потребляемой мощности и коэффициенту полезного действия насоса; давлению; температурам масла, сердечника статора, обмоток ротора и статора, подшипников, охлаждающей среды.

59. На основе параметрического диагностирования определяются причины, вызывающие ухудшение данных параметров, разработка и реализация мероприятий по улучшению и восстановлению напорной и энергетической характеристик насоса, определяются тенденции их изменения по мере наработки.

60. Вибродиагностический контроль и оценка общего технического состояния насосного агрегата проводятся по следующим критериям:

- 1) по допустимому уровню вибрации;
- 2) по скорости изменения вибрации относительно базовой характеристики;
- 3) по спектральным характеристикам.

61. Оценка работоспособности насосного агрегата по параметрам вибрации выполняется по результатам оперативного, планового и внепланового вибрационного контроля.

62. При оперативном контроле выполняется постоянное слежение за уровнем вибрации насосного агрегата в данный момент времени и динамике с возможностью

ручной, автоматизированной или смешанной регистрации информации о величине вибрации.

63. При плановом вибродиагностическом контроле оценивается фактическое техническое состояние насосного агрегата, составляется прогноз его работоспособности с определением времени до ремонта или следующего вибродиагностического контроля, уточняются объем и вид ремонта, качество ремонта.

64. Внеплановый вибродиагностический контроль вспомогательных насосов проводится в случае появления посторонних шумов, выявляемых во время обхода.

65. Валы насосных агрегатов подвергаются входному и плановому дефектоскопическому контролю с учетом наработки и количества пусков в соответствии с нормативной документацией.

66. Методы и средства, применяемые для оценки технического состояния запорной арматуры, обеспечивают:

- 1) контроль внешней и внутренней герметичности;
- 2) выявление дефектов в материале корпуса, сварных швах, уплотнении штока;
- 3) контроль работоспособности редуктора, электропривода, аппаратуры пуска и остановки, концевых и моментных выключателей.

67. Для определения фактического технического состояния технологических нефтепроводов производятся ревизия, испытания (в рамках планового контроля).

68. Оборудование нефтеперекачивающих станций, отработавшее назначенный срок службы (назначенный ресурс), подлежит техническому освидетельствованию с целью определения возможности и условий его дальнейшей эксплуатации или списания.

69. Объем и периодичность технического обслуживания и ремонта оборудования нефтеперекачивающих станций в течение дополнительного срока службы устанавливаются по результатам технического освидетельствования.

70. Диагностирование резервуаров проводится в соответствии с техническими документами завода-изготовителя.

71. Частичное диагностирование проводится без вывода резервуаров из эксплуатации, полное - после вывода резервуаров из эксплуатации, их опорожнения, очистки и дегазации.

72. На основании диагностирования резервуаров составляется с учетом возможности обеспечения надежной эксплуатации резервуарного парка график ремонта (в том числе капитального) резервуаров.

73. Отбраковка отдельных элементов резервуара или всего резервуара проводится на основании рассмотрения результатов полного диагностирования, условий эксплуатации с учетом всех факторов, снижающих его надежность при эксплуатации.

74. Основанием при решении вопроса о полной отбраковке резервуара является неудовлетворительное качество металла, как по механическим свойствам, так и по химическому составу.

75. Оценка технического состояния и необходимость ремонта линейной части нефтепровода, выбор вида и способа ремонта производятся на основе анализа:

- 1) данных внутритрубной диагностики;
- 2) данных об изменении защитного потенциала нефтепровода за период эксплуатации;
- 3) данных дефектоскопии изоляционного покрытия;
- 4) прогноза технического состояния и рекомендаций по дальнейшей эксплуатации обследованных участков, полученных от специализированных организаций, проводивших диагностирование;
- 5) сведений о ранее выявленных дефектах;
- 6) параметра потока отказов нефтепровода;
- 7) технических данных нефтепровода и их соответствия проектным показателям;
- 8) фактических и прогнозируемых показателей загруженности нефтепровода.

76. По результатам анализа и обработки полученной информации проводятся:

- 1) уточнение местоположения дефектного участка нефтепровода;
- 2) определение ремонтпригодности обследованного участка;
- 3) планирование мероприятий по предотвращению возможного разрушения нефтепровода;
- 4) выбор вида и метода ремонта, определение объемов работ и сроков его проведения в зависимости от характера дефектов и ремонтпригодности нефтепровода с учетом его загруженности на рассматриваемый период и в перспективе.

77. Оценка технического состояния объектов нефтеперекачивающих станций (резервуаров, технологических нефтепроводов) проводится на основе анализа результатов комплексного диагностирования.

78. Ремонтные работы на линейной части магистральных нефтепроводов включают:

- 1) текущий ремонт (вантузов, задвижек, воздушных переходов, узлов пуска и приема средств очистки и диагностики, средств электрохимической защиты);
- 2) капитальный ремонт (с заменой труб, с заменой изоляционного покрытия, выборочный ремонт);
- 3) аварийно-восстановительный ремонт.

Сноска. Пункт 78 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 02.04.2021 № 115 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

79. Для оборудования нефтеперекачивающих станций предусматриваются:

- 1) технический осмотр;
- 2) ремонт, выполняемый по фактическому техническому состоянию (текущий, капитальный) или плановый при выборе системы планово-предупредительного ремонта;
- 3) внеплановый (аварийно-восстановительный) ремонт;

4) регламентные работы.

80. Планирование работ по ремонту нефтепровода проводится в зависимости от предельного срока эксплуатации дефектов, информация о которых представлена в техническом отчете внутритрубной диагностики, с учетом заключения о техническом состоянии сооружений и оборудования магистральных нефтепроводов.

81. Производство основных ремонтных работ начинается после выполнения организационных и подготовительных мероприятий, приемки подрядчиком трассы участка нефтепровода под ремонт и письменного разрешения уполномоченных лиц собственника (оператора) на производство работ.

82. Текущий ремонт линейной части выполняется совместно с техническим обслуживанием нефтепровода по утвержденному графику.

83. В планы-графики текущего ремонта в течение календарного года вносятся дополнения по результатам выполненных осмотров, обследований, испытаний.

Сокращение объемов работ, предусмотренных утвержденным планом текущего ремонта, допускается только по согласованию с собственником магистрального нефтепровода (оператором).

84. Капитальный ремонт нефтепровода по характеру и технологии проведения работ подразделяют на следующие виды:

1) с заменой труб, включающий полную замену дефектного участка нефтепровода новым;

2) с заменой изоляционного покрытия, включающий полную замену изоляционного покрытия с восстановлением (при необходимости) несущей способности стенки нефтепровода;

3) выборочный ремонт, включающий ремонт участков нефтепроводов с опасными и потенциально опасными дефектами стенки, выявленными при обследовании внутритрубными инспекционными снарядами, а также ремонт сложных участков (мест пересечений с наземными и подземными коммуникациями и участками, примыкающими к узлам линейной арматуры).

85. Выбор вида ремонта (выборочный, капитальный с заменой труб, капитальный с заменой изоляции) производится в зависимости от:

1) технико-экономических показателей по видам и методам ремонта;

2) плотностей распределения дефектов по длине нефтепровода;

3) состояния изоляционного покрытия.

86. Капитальный, а также выборочный капитальный ремонт магистральных нефтепроводов выполняется в соответствии с проектом, разработанным проектной организацией, имеющей лицензию, и проектом производства работ, разработанным организацией, выполняющей ремонт.

86-1. Минимальные расстояния от нефтепроводов и нефтеперекачивающих станций до населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений принимаются согласно приложениям 2 и 3 к настоящим Правилам.

Сноска. Правила дополнены пунктом 86-1 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 02.04.2021 № 115 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

86-2. Минимальные расстояния между двумя одновременно прокладываемыми в одном техническом коридоре параллельными нитками нефтепроводов, принимаются:

при подземной прокладке нефтепроводов – согласно приложению 4 к настоящим Правилам;

при надземной, наземной и комбинированной прокладке нефтепроводов – в зависимости от условий прокладки.

Сноска. Правила дополнены пунктом 86-2 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 02.04.2021 № 115 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

86-3. Минимальные расстояния между параллельно строящимися и действующими в одном техническом коридоре нефтепроводами принимаются исходя из условий обеспечения безопасности при производстве работ и надежности их в процессе эксплуатации, но не менее значений, приведенных в приложении 5 к настоящим Правилам – при подземной прокладке нефтепроводов.

Сноска. Правила дополнены пунктом 86-3 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 02.04.2021 № 115 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

87. Каждый ремонт отражается в паспорте нефтепровода.

88. Перед началом ремонтных работ заказчик и подрядчик ставят в известность владельцев сооружений технического коридора о начале и сроках проведения работ по капитальному ремонту.

89. Для осуществления технического надзора за качеством ремонта, соблюдением технологического режима и приемкой выполненных работ назначается ответственное лицо из числа специалистов технических служб. Для этих целей также могут быть привлечены специализированные организации.

90. Текущий ремонт запорной арматуры и механического оборудования линейных сооружений нефтепровода выполняется подразделениями аварийно-восстановительной службы, капитальный ремонт - специализированными организациями.

91. Ремонт электротехнических установок, оборудования и устройств электрохимической защиты, телемеханических систем автоматизации линейной части магистральных нефтепроводов выполняется специализированными службами.

92. Вывод магистральных нефтепроводов из эксплуатации осуществляется в целях ремонта, консервации или ликвидации магистральных нефтепроводов. При выводе из эксплуатации магистральный нефтепровод переводится в безопасное состояние.

93. При выводе объекта магистрального нефтепровода из эксплуатации с целью исключения его из перечня опасных производств (перевод в безопасное состояние) проводится ряд технологических мероприятий по опорожнению нефтепроводов, оборудования и емкостей от нефти, ликвидации складов горюче-смазочных материалов, снижению (отключению) энергопотребления (энергоснабжения) и изменению условий функционирования других систем нефтеперекачивающих станций (головных нефтеперекачивающих станций) в зависимости от конечных целей принятого решения.

94. Перевод нефтеперекачивающей станции (головной нефтеперекачивающей станции) в безопасное состояние может предшествовать консервации оборудования или ликвидации объекта.

95. Для сохранения исправности и работоспособности оборудования объектов, временно выведенных из эксплуатации, проводится комплекс мероприятий (консервация) и организуется техническое обслуживание недействующего объекта.

96. Консервации подлежит исправное оборудование, прошедшее предварительное освидетельствование, техническое диагностирование, дефектоскопию с целью определения остаточного ресурса и целесообразности консервации.

97. Для расконсервации объектов (оборудования) и ввода их в действие составляется рабочая программа с указанием перечня работ, порядка и сроков их выполнения.

98. При вводе оборудования объектов магистральных нефтепроводов в эксплуатацию после расконсервации проводятся ревизия, проверка, обкатка, испытание и приемка в эксплуатацию в соответствии с требованиями инструкции завода-изготовителя.

99. Период подконтрольной эксплуатации объекта магистрального нефтепровода после расконсервации устанавливается проектной документацией.

100. Для выполнения работ по демонтажу объектов и оборудования разрабатывается проектная документация на демонтаж.

101. Исключен приказом Министра энергетики РК от 02.04.2021 № 115 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Параграф 2. Оперативно-диспетчерское управление магистральными нефтепроводами

102. Оперативно-диспетчерское управление магистральными нефтепроводами обеспечивает круглосуточное и непрерывное поддержание заданных режимов функционирования магистральных нефтепроводов, контроль работы оборудования, необходимую последовательность выполнения операций при управлении

оборудованием и автоматическую защиту оборудования и нефтепровода при оптимальном количестве обслуживающего персонала.

103. Объектами автоматизации на магистральных нефтепроводах являются:

- 1) головные нефтеперекачивающие станции с магистральными, подпорными насосными, резервуарными парками;
- 2) промежуточные нефтеперекачивающие станции с магистральными насосными;
- 3) станции/пункты подогрева нефти;
- 4) узел учета нефти/система измерения количества и качества нефти;
- 5) вспомогательные инженерные сооружения;
- 6) линейная часть магистральных нефтепроводов.

104. Система автоматизации линейной части магистральных нефтепроводов предназначена для обеспечения централизованного контроля и управления технологическим оборудованием линейной части магистральных нефтепроводов и измерения технологических параметров:

- 1) давления в рабочих и отключенных нефтепроводах;
- 2) величины защитного потенциала "труба-земля";
- 3) величины тока и напряжения на выходе станций электрохимической защиты;
- 4) расхода нефти;
- 5) температуры нефти;
- 6) температуры нетронутого грунта;
- 7) регулирования выходного тока станции электрохимической защиты;
- 8) состояния охранной сигнализации пункта контроля и управления и колодцев отбора технологических параметров;
- 9) состояния и положения линейной запорной арматуры;
- 10) состояния средств электрохимзащиты;
- 11) сигнализации прохождения средств очистки и диагностики;
- 12) минимальной температуры в пункте контроля и управления;
- 13) наличия напряжения вдольтрассовой линии электропередачи;
- 14) сигнализации максимального уровня в емкости сбора утечек камеры приема-пуска средств очистки и диагностики;
- 15) сигнализации затопления колодцев отбора технологических параметров;
- 16) состояния автоматических пунктов секционирования воздушных или комбинированных, вдольтрассовых линий электропередачи (реклоузеры);
- 17) управления режимом работы средств электрохимической защиты.

105. Система автоматизации сливо-наливных эстакад предназначена для обеспечения автоматической защиты, контроля и управления технологическим процессом слива-налива и обеспечивает исполнение следующих функций:

- 1) контроля основных технологических параметров;
- 2) дистанционного управления работой технологического оборудования;

3) автоматического управления технологическим процессом по технологическому регламенту.

106. Система автоматизации резервуарного парка предназначена для обеспечения исполнения функций автоматической защиты, контроля и управления технологическим процессом и измерения технологических параметров резервуарного парка:

- 1) измерения уровня в резервуарах;
- 2) измерения температуры нефти;
- 3) оперативного учета нефти;
- 4) дистанционного управления работой технологического оборудования;
- 5) дистанционного управления задвижками резервуарного парка и сигнализацию их положения;
- 6) автоматического управления оборудованием по технологическому регламенту;
- 7) аварийной сигнализации максимального уровня в резервуарах;
- 8) аварийной сигнализации при срабатывании защит.

107. Система автоматизации станции/пункта подогрева нефти обеспечивает безаварийную эксплуатацию и требуемые режимы функционирования технологического оборудования путем осуществления:

- 1) контроля основных технологических параметров;
- 2) дистанционного управления работой технологического оборудования;
- 3) автоматического управления оборудованием по технологическому регламенту.

108. Основные назначения системы противоаварийной автоматической защиты:

- 1) предупреждение возникновения аварийных ситуаций;
- 2) автоматический перевод технологического процесса в безопасное состояние при возникновении аварийных ситуаций, в том числе отказов системы автоматизации или ошибочных действий персонала;
- 3) блокировка оборудования при сохранении активности аварийных сигналов.

Система противоаварийной автоматической защиты работает параллельно и независимо от автоматизированной системы управления технологическими процессами станции.

109. Пуск нефтепровода после плановых ремонтных работ или аварийных остановок производится диспетчером в режиме местного управления.

Вывод на заданный режим нефтепровода, оснащенного системой автоматизации, осуществляется непосредственно диспетчером, а при отсутствии на нефтепроводах системы автоматизации — оперативным персоналом местного диспетчерского пункта под руководством диспетчера в режиме местного управления.

110. Все плановые пуски, остановки, переключения, изменения режима на нефтепроводах производятся с разрешения диспетчера.

При возникновении аварийных ситуаций, связанных с остановкой нефтепровода, диспетчер действует согласно внутренней инструкции при возникновении аварийных ситуаций на объектах магистральных нефтепроводов.

111. Средства производственно-технологической связи служат для организации централизованного управления работой нефтепровода, являются технической базой для системы управления технологическими процессами нефтепровода.

112. Производственно-технологическая связь предусматривается в следующем объеме:

1) диспетчерская связь диспетчера главного диспетчерского управления с диспетчером территориального центрального диспетчерского пункта;

2) диспетчерская связь диспетчера центрального диспетчерского пункта с диспетчером нефтепроводного управления магистрального нефтепровода, операторами нефтеперекачивающих станций, пунктов подогрева нефти, наливными станциями и другими подчиненными ему оперативными службами;

3) диспетчерская связь диспетчера нефтепроводного управления с операторами нефтеперекачивающих станций, пунктов подогрева нефти, наливными станциями и другими подчиненными ему оперативными службами;

4) селекторная связь для связи совещаний;

5) видеоконференцсвязь для проведения совещаний;

6) селекторная связь для совещаний с нефтеперекачивающими станциями, пунктами подогрева нефти, наливными станциями и другими подчиненными им оперативными службами;

7) селекторная связь для связи диспетчера нефтепроводного управления с операторами нефтеперекачивающих станций, пунктов подогрева нефти наливных станций и другими подчиненными ему оперативными службами;

8) каналы связи для системы диспетчерского контроля и управления (SCADA) нефтепровода;

9) каналы связи для автоматизированной системы управления;

10) междугородная автоматическая оперативно-производственная телефонная связь

;

11) местная автоматическая оперативно-производственная телефонная связь;

12) междугородная и местная факсимильная связь;

13) радиосвязь с подвижными объектами, находящимися на трассе нефтепровода;

14) телефонная связь с пунктом контроля и управления.

Приложение 1
к Правилам эксплуатации
магистральных нефтепроводов

Категории участков магистральных нефтепроводов

Сноска. Правила дополнены приложением 1 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 02.04.2021 № 115 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Назначение участков нефтепроводов	Категория участков при прокладке нефтепроводов		
	подземной	наземной	надземной
1. Переходы через водные преграды:			
1) судоходные – в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 метров каждый (от среднемеженного горизонта воды) при номинальном диаметре нефтепровода			
1000 миллиметров и более	I	-	I
менее 1000 миллиметров	II	-	II
2) несудоходные шириной зеркала воды в межень 25 метров и более – в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 метров каждый (от среднемеженного горизонта воды) при номинальном диаметре нефтепровода			
1000 миллиметров и более	I	-	II
менее 1000 миллиметров	II	-	II
3) несудоходные шириной зеркала воды в межень до 25 метров – в русловой части, оросительные и деривационные каналы, горные потоки (реки), поймы рек по горизонту высоких вод десятипроцентной обеспеченности	II	-	II
участки протяженностью 1000 метров от границ горизонта высоких вод десятипроцентной обеспеченности	II	-	II

2. Переходы через болота типа:			
I	II*	II*	II*
II	II	II	-
III	I	I	II
* Только для DN 700 миллиметров и более			
3. Переходы через железные и автомобильные дороги (на перегонах):			
железные дороги общего пользования колеи 1520 миллиметров, включая участки длиной 50 метров каждый по обе стороны дороги от подошвы откоса насыпи или от бровки откоса выемки, а при наличии водоотводных сооружений – от крайнего водоотводного сооружения	II	-	II
подъездные железные дороги промышленных предприятий колеи 1520 миллиметров, включая участки длиной 25 метров каждый по обе стороны дороги от подошвы откоса насыпи или от бровки откоса выемки	-	-	II
автомобильные дороги I-IV категорий, включая участки длиной 25 метров каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	-	-	II
участки нефтепроводов в пределах расстояний, указанных в приложении 2 к настоящим Правилам, примыкающие к переходам через все железные дороги и автомобильные дороги I и II категорий	-	II	II

4. Трубопроводы в горной местности при укладке:			
на полках	II	II	-
в тоннелях	-	II	II
5. Трубопроводы, прокладываемые по поливным и орошаемым землям хлопковых и рисовых плантаций	II	-	-
6. Переходы через селевые потоки, конуса выносов и солончаковые грунты	II	-	II
7. Узлы установки линейной арматуры (за исключением участков I категории)	-	-	-
8. Трубопроводы, примыкающие к территориям головных сооружений со стороны коллекторов и трубопроводов в пределах расстояний, указанных в пункте 5 приложения 2 к настоящим Правилам	II	-	II
9. Межпромысловые коллекторы	-	-	-
10. Узлы пуска и приема очистных устройств, а также участки нефтепроводов длиной 100 метров, примыкающие к ним	II	II	II
11. Трубопроводы, расположенные внутри зданий и в пределах территорий нефтеперекачивающей станции, включая трубопроводы топливного и пускового газа	II	II	II
12. Нефтепроводы, примыкающие к нефтеперекачивающей станции,	II		-

нефтеналивному пункту и нефтебазе, длиной 250 метров		-	
13. Пересечения с подземными коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи, подземными, наземными и надземными оросительными системами) в пределах 50 метров по обе стороны от пересекаемой коммуникации	II	-	-
14. Пересечения с коммуникациями, указанными в пункте 13 настоящего приложения, и между собой многониточных магистральных нефтепроводов номинальным диаметром свыше DN 700 миллиметров в пределах 100 метров по обе стороны от пересекаемой коммуникации	II	-	-
15. Пересечения (в обе стороны) в пределах расстояний, указанных в пункте 11 приложения 2 к настоящим Правилам, с воздушными линиями электропередачи напряжением 330 киловольт	II	II	-
16. Трубопроводы, прокладываемые по подрабатываемым территориям и территориям, подверженным карстовым явлениям	II	II	II
17. Нефтепроводы, прокладываемые вдоль рек шириной зеркала	II	II	II

<p>воды в межень 25 метров и более, каналов, озер и других водоемов, имеющих рыбохозяйственное значение, выше населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии от них до 300 метров при номинальном диаметре труб DN 700 миллиметров и менее; до 500 метров при номинальном диаметре труб до DN 1000 миллиметров включительно, до 1000 метров при номинальном диаметре труб свыше DN 1000 миллиметров</p>	<p>(без предварительного гидравлического испытания на трассе)</p>		
<p>18. Нефтепроводы, прокладываемые в одном техническом коридоре, в местах расположения узла замера расхода газа, пункта редуцирования газа, узлов установки линейной запорной арматуры, пуска и приема очистных устройств, узлов подключения компрессорной станции, установки комплексной подготовки газа, установки предварительной подготовки газа, станции подземного хранения газа, дожимной компрессорной станции, в пределах расстояний, указанных в пунктах 7 и 10 настоящего приложения, а от узлов подключения компрессорной станции в трубопровод в пределах 250 метров в обе стороны от них</p>	<p>II</p>	<p>II</p>	<p>II</p>
<p>(если они не относятся к более высокой категории по виду прокладки и другим параметрам)</p>			

Примечание:

1. Допускается повышать категории отдельных участков нефтепроводов на одну категорию.

2. При пересечении трубопроводом массива болот различных типов принимается категория всего участка как для наиболее высокой категории на данном массиве болот.

3. Испытания участков нефтепроводов, прокладываемых через водные преграды с зеркалом воды в межень менее 10 метров, предусматривать в составе смонтированного нефтепровода в один этап.

4. Участки действующих нефтепроводов, находящиеся в удовлетворительном техническом состоянии, при пересечении их проектируемыми трубопроводами, линиями электропередачи, а также подземными коммуникациями, указанными в пунктах 13 и 14 настоящего приложения, и при параллельной прокладке в соответствии с пунктом 18 настоящего приложения, не подлежат замене нефтепроводами более высокой категории.

5. Участки действующих нефтепроводов, пересекаемые строящимися железными и автомобильными дорогами, подлежат реконструкции в соответствии с пунктом 3 настоящего приложения.

6. Категорию участков нефтепроводов, прокладываемых в поймах рек, подлежащих затоплению под водохранилище, принимаются как для переходов через судоходные водные преграды.

7. Переходы по пункту 1 настоящего приложения, монтируемые способом наклонно-направленного бурения, принимаются I категории.

8. Категорийность участков нефтепроводов на переходах через водохранилища, пруды и озера принимается:

для судоходных – согласно подпункту 1) пункта 1 настоящего приложения;

для несудоходных – согласно подпунктам 2) и 3) пункта 1 настоящего приложения.

9. Знак "-" в настоящем приложении означает, что категория не регламентируется.

Приложение 2
к Правилам эксплуатации
магистральных нефтепроводов

Минимальные расстояния (в метрах) от нефтепроводов до населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений

Сноска. Правила дополнены приложением 2 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 02.04.2021 № 115 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Населенные пункты, промышленные, сельскохозяйственн	Минимальные расстояния (в метрах) от оси нефтепроводов			
	Класс нефтепровода			
	IV	III	II	I
	Номинальный диаметр нефтепровода, миллиметр			

ые предприятия, здания и сооружения	DN 300 и менее	Свыше DN 300 до DN 500	Свыше DN 500 до DN 1000	Свыше DN 1000 до DN 1200
<p>1. Города и другие населенные пункты; коллективные сады с садовыми домиками, дачные поселки; отдельные промышленные и сельскохозяйственные предприятия; тепличные комбинаты и хозяйства; птицефабрики; молокозаводы; карьеры разработки полезных ископаемых; гаражи и открытые стоянки для автомобилей индивидуальных владельцев на количество автомобилей свыше 20; отдельные стоящие здания (объекты) с массовым пребыванием людей (школы, больницы, клубы, детские сады и ясли, вокзалы и другие); жилые здания; железнодорожные станции; аэропорты; морские, речные порты, пристани и гидроэлектростанции ; гидротехнические морские и речные транспортные сооружения I-IV классов; очистные сооружения и водопроводные насосные станции, не относящиеся к магистральному трубопроводу, мосты железных</p>	75	100		200

<p>дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий с пролетом свыше 20 метров (при прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ниже мостов по течению); склады легковоспламеняющихся, горючих жидкостей и газов с объемом хранения свыше 1000 метров кубических; автозаправочные станции; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии технологической связи нефтепроводов, мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии связи; телевизионные башни</p>			150	
<p>2. Железные дороги общей сети (на перегонах) и автодороги I-III категорий, параллельно которым прокладывается трубопровод; отдельно стоящие: садовые домики, дачи; дома линейных обходчиков; кладбища; сельскохозяйственные фермы и огороженные участки для</p>	50	50		100

организованного выпаса скота; полевые станы			75	
3. Отдельно стоящие нежилые и подсобные строения ; устья бурящихся и эксплуатируемых нефтяных, газовых и артезианских скважин, гаражи и открытые стоянки для автомобилей индивидуальных владельцев на 20 автомобилей и менее , канализационные сооружения; железные дороги промышленных предприятий; автомобильные дороги IV и V категорий, параллельно которым прокладывается трубопровод	50	50	50	50
4. Мосты железных д о р о г промышленных предприятий, автомобильных дорог с пролетом свыше 20 метров (при пролегании нефтепроводов ниже мостов по течению)	75	100	150	200
5. Территории нефтеперекачивающей станции, компрессорных станций, установок комплексной подготовки нефти и газа, групповых и сборных пунктов промыслов, промысловых газораспределительных станций,	50	50		50

установок очистки и осушки газа			50	
6. Вертодромы и посадочные площадки без базирования на них вертолетов	50	50	50	50
7. При прокладке подводных нефтепроводов выше по течению:				
от мостов железных и автомобильных дорог, промышленных предприятий и гидротехнических сооружений	300	300	300	500
от пристаней и речных вокзалов	1000	1000	1000	1500
от водозаборов	3000	3000	3000	3000
8 Автоматизированные электростанции термоэлектростанциями; аппаратура связи, телемеханики и автоматики	не менее 50 от крайней нитки			
9. Магистральные оросительные каналы и коллекторы, реки и водоемы, вдоль которых прокладывается трубопровод; водозаборные сооружения и станции оросительных систем	75	100	150	200
10. Воздушные линии электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается трубопровод; воздушные линии				

<p>электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается трубопровод в стесненных условиях трассы, в том числе: опоры воздушных линий электропередачи высокого напряжения при пересечении их трубопроводом; открытые, и закрытые трансформаторные подстанции и закрытые распределительные устройства напряжением 35 киловольт и более</p>	<p>В соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10851)</p>			
<p>11. Земляной амбар для аварийного выпуска нефти и конденсата из нефтепровода</p>	50	50	50	50
<p>12. Кабели междугородной связи и силовые электрокабели</p>	10	10	10	10
<p>13. Мачты (башни) и сооружения необслуживаемой малоканальной радиорелейной связи нефтепроводов, термоэлектрогенераторы объектов магистральных нефтепроводов</p>	15	15	15	15
<p>14. Необслуживаемые усилительные пункты кабельной связи магистрального</p>	10	10		10

нефтепровода в подземных термокамерах		10	
15. Притрассовые постоянные дороги, предназначенные только для обслуживания нефтепроводов	Не менее 10		

Примечание:

1. Расстояния, указанные в настоящем приложении, принимаются: для городов и других населенных пунктов – от проектной городской черты на расчетный срок 25 лет; для отдельных промышленных предприятий, железнодорожных станций, аэродромов, морских и речных портов и пристаней, гидротехнических сооружений, складов горючих и легковоспламеняющихся материалов, артезианских скважин – от границ отведенных им территорий с учетом их развития; для железных дорог – от подошвы насыпи или бровки выемки со стороны нефтепровода, но не менее 10 метров от границы полосы отвода дороги; для автомобильных дорог – от подошвы насыпи земляного полотна; для всех мостов – от подошвы конусов; для отдельно стоящих зданий и строений – от ближайших выступающих их частей.

2. Под отдельно стоящим зданием или строением понимается здание или строение, расположенное вне населенного пункта на расстоянии не менее 50 метров от ближайших к нему зданий или сооружений.

3. Минимальные расстояния от мостов железных и автомобильных дорог, не указанных в пунктах 4 и 7 настоящего приложения, принимаются также как от соответствующих дорог.

4. Указанные в пунктах 1, 4 и 9 настоящего приложения расстояния для нефтепроводов допускается сокращать не более, чем на 30% при условии увеличения номинальной (расчетной) толщины стенки труб на такую величину в процентах, на которую сокращается расстояние.

5. При расположении зданий и сооружений на отметках выше отметок нефтепроводов допускается уменьшение указанных в пунктах 1, 2, 4 и 9 настоящего приложения расстояний до 25% при условии, что принятые расстояния составляют не менее 50 метров.

6. При надземной прокладке нефтепроводов допускаемые минимальные расстояния от населенных пунктов, промышленных предприятий, зданий и сооружений до оси нефтепроводов принимаются как для подземных нефтепроводов, но не менее 50 метров.

7. При прокладке нефтепроводов вблизи населенных пунктов, промышленных предприятий и других объектов, указанных в пунктах 1-9 настоящего приложения, расположенных на отметках ниже этих трубопроводов на расстоянии от них менее 500

метров при номинальном диаметре труб DN 700 миллиметров и менее и 1000 метров – при номинальном диаметре труб свыше DN 700 миллиметров, с низовой стороны от трубопровода предусматривается канава, обеспечивающая отвод разлившегося продукта при аварии. Выпуск из низовой канавы предусматривается в безопасные для населенных пунктов места.

8. Допускается уменьшать указанные в пункте 7 настоящего приложения минимальные расстояния от подводных нефтепроводов до 50% при условии укладки этих нефтепроводов в стальных футлярах.

Приложение 3
к Правилам эксплуатации
магистральных нефтепроводов

Минимальные расстояния (в метрах) от нефтеперекачивающих станций до населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений

Сноска. Правила дополнены приложением 3 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 02.04.2021 № 115 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Населенные пункты, промышленные, сельскохозяйственные предприятия, здания и сооружения	Минимальные расстояния от нефтеперекачивающей станции, в метрах		
	Категория нефтеперекачивающей станции		
	III	II	I
1. Города и другие населенные пункты; коллективные сады с садовыми домиками, дачные поселки; отдельные промышленные и сельскохозяйственные предприятия, в том числе : тепличные комбинаты и хозяйства; птицефабрики ; молокозаводы; карьеры разработки полезных ископаемых; гаражи и открытые стоянки для автомобилей индивидуальных владельцев на количество автомобилей свыше 20; установки комплексной подготовки нефти и газа и их групповые и сборные пункты; отдельно стоящие здания (объекты) с массовым пребыванием людей (100		200

<p>школы, больницы, клубы, детские сады и ясли, вокзалы и другие); жилые здания 3-этажные и выше ; железнодорожные станции; аэропорты; морские, речные порты и пристани; гидроэлектростанции; гидротехнические морские и речные транспортные сооружения I-IV классов; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии технологической связи нефтепроводов; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной связи; телевизионные башни</p>		150	
<p>2. Мосты железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий с пролетом свыше 20 метров (при прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ниже мостов по течению) ; склады легковоспламеняющихся, и горючих жидкостей и газов; автозаправочные станции объемом хранения свыше 1000 метров кубических; водопроводные сооружения, не относящиеся к магистральному нефтепроводу</p>	100	150	200
<p>3. Железные дороги общей сети (на перегонах) и автодороги I-III категорий; отдельно стоящие: жилые здания 1-2-этажные; дома линейных обходчиков; кладбища; сельскохозяйственные фермы и огороженные</p>	50		100

участки для организованного выпаса скота; полевые станы		75	
4. Мосты железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог III-V категорий с пролетом свыше 20 метров	100	150	200
5. Железные дороги промышленных предприятий	50	75	100
6. Автомобильные дороги IV и V категорий	20	20	50
	(но не менее 100 метров от ближайшего наземного резервуара, резервуарного парка)		
7. Отдельно стоящие нежилые и подсобные строения (сарай и другие); устья бурящихся и эксплуатируемых нефтяных, газовых и артезианских скважин, гаражи и открытые стоянки для автомобилей индивидуальных владельцев на 20 автомобилей и менее; очистные сооружения и насосные станции канализации	30	50	75
8. Открытые распределительные устройства 35, 110 и 220 киловольт электроподстанций, питающих нефтеперекачивающую станцию магистральных нефтепроводов и других потребителей	100	100	100
9. Открытые распределительные устройства 35, 100 и 230 киловольт электроподстанций на территории нефтеперекачивающей станции с соблюдением взрыво- и			

пожаробезопасных разрывов от зданий и сооружений	На территории нефтеперекачивающей станции с соблюдением взрыво- и пожаробезопасных разрывов от зданий и сооружений		
10. Лесные массивы	50	50	50
11. Вертодромы и посадочные площадки без базирования на них вертолетов, относящиеся к объектам магистрального нефтепровода:			
тяжелых типа МИ-6, МИ-10	100	100	100
средних типа МИ-4, МИ-8	75	75	75
легких типа МИ-2, КА-26	60	60	75
12. Воздушные линии электропередачи высокого напряжения	В соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10851)		

Примечание:

1. Пункты 1-3 примечания, указанного в приложении 2 к настоящим Правилам, распространяются и на настоящее приложение.

2. Категории нефтеперекачивающей станции надлежит принимать:

I категория – при емкости резервуарного парка свыше 100 000 метров кубических;

II категория – при емкости резервуарного парка от 20 000 до 100 000 метров кубических включительно;

III категория – при емкости резервуарного парка до 20 000 метров кубических и нефтеперекачивающей станции без резервуарных парков.

3. Расстояния принимаются: для зданий и сооружений по пункту 1 настоящего приложения – от мания компрессорного цеха; для нефтеперекачивающей станции, зданий и сооружений по пунктам 1-12 настоящего приложения – от ограды станций.

4. Мачты (башни) радиорелейной линии связи нефтепроводов допускается располагать на территории нефтеперекачивающей станции, при этом расстояние от места установки мачт до технологического оборудования не менее высоты мачты.

5. Нефтеперекачивающая станция располагается ниже отметок населенных пунктов и других объектов. При разработке соответствующих мероприятий, предотвращающих разлив нефти или нефтепродуктов при аварии, допускается располагать указанные станции на одинаковых отметках или выше населенных пунктов и промышленных предприятий.

Минимальные расстояния между двумя одновременно прокладываемыми в одном техническом коридоре параллельными нитками нефтепроводов (при подземной прокладке)

Сноска. Правила дополнены приложением 4 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 02.04.2021 № 115 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Номинальный диаметр нефтепровода	Минимальное расстояние между осями смежных нефтепроводов, метр
До 400 миллиметров включительно	5
От 400 миллиметров до 700 миллиметров включительно	5
От 700 миллиметров до 1000 миллиметров включительно	6
От 1000 миллиметров до 1200 миллиметров включительно	6

Примечание:

1. Расстояние между осями смежных нефтепроводов разных диаметров принимается равным расстоянию, установленному для нефтепровода большего диаметра.

2. Расстояние между двумя нефтепроводами или нефтепроводом и нефтепродуктопроводом, прокладываемыми одновременно в одной траншее, допускается принимать менее указанного в настоящем приложении, но не менее 1 метра между стенками нефтепроводов.

Приложение 5
к Правилам эксплуатации
магистральных нефтепроводов

Минимальные расстояния между параллельно строящимися и действующими в одном техническом коридоре нефтепроводами (при подземной прокладке)

Сноска. Правила дополнены приложением 5 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 02.04.2021 № 115 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Номинальный диаметр проектируемого нефтепровода	Минимальное расстояние между осями проектируемого и действующего подземных нефтепроводов (в метрах) на землях	
	несельскохозяйственного назначения или непригодных для сельского хозяйства; лесного фонда	сельскохозяйственного назначения (при снятии и восстановлении плодородного слоя)
До 400 миллиметров включительно	11	20
От 400 миллиметров до 700 миллиметров включительно	14	23
От 700 миллиметров до 1000 миллиметров включительно	15	28

От 1000 миллиметров до 1200 миллиметров включительно	16	30
Для нефтепроводов диаметром 1200 миллиметров	18	32

Примечание:

1. Для горной местности, а также для переходов через естественные и искусственные препятствия, указанные в настоящем приложении, расстояния допускается уменьшать.

2. Расстояние между параллельными нитками газопроводов и нефтепроводов предусматривается как для газопроводов.

3. При параллельной прокладке нефтепроводов разных диаметров расстояние между ними принимается как для нефтепровода большего диаметра.