
 № 09, 2026

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на проведение ревизии трубопроводов ООО «Норд Империял»	TECHNICAL ASSIGNMENT For inspection of pipelines of LLC Nord Imperial
ОБЪЕКТ ПРОВЕДЕНИЯ РЕВИЗИИ Газопровод «УППИНГ Снежного НГКМ – ПСП Завьялово». Протяженность 47 км, диаметром 159х8мм. ТРЕБОВАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ ОБСЛЕДОВАНИЯ Необходимость проведения ревизии объекта и перечень работ, выполняемых при проведении ревизии, определяется требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом №534 от 15 декабря 2020 г. Срок проведения работ: начало 01.01.2027, окончание 15.04.2027. Диагностическое оборудование должно обеспечивать дефектоскопию нефтепровода со следующими технологическими и техническими характеристиками: - год ввода газопровода в эксплуатацию – 2020 г.; - диаметр труб газопровода – 159мм; - толщина стенки труб газопровода – 8мм; - характеристика продукта перекачки – сухой отбензиненный газ по СТО Газпром-089 2010; - температура рабочей среды, °С – от 0 до плюс 55; - диапазон расхода продукта перекачки - 3000-8500 нм³/час; - материал труб газопровода – сталь 09Г2С; - тип внутреннего покрытия труб газопровода – без покрытия; - характеристика рабочей среды – взрывопожароопасная. Мобилизация оборудования производится собственными силами Подрядчика. Проезд вдоль трассы трубопровода осуществляется силами Подрядчика с использованием собственного или арендованного транспорта. Перечень необходимых к выполнению работ и мероприятий: 1. Визуальное обследование трассы промыслового трубопровода (далее – ПТ), всех естественных и искусственных преград с привязкой к пикетам трассы. По результатам обследования необходимо подготовить отчет и схему расположения преград с приложением при необходимости фотоматериалов. 2. Определение глубины залегания ПТ. По	OBJECT OF INSPECTION Gas pipeline «Snezhnoye APGTF – CTF Zavyalovo». Length is 47 km, diameter 159x8 mm. REQUIREMENTS TO INSPECTION PROCEDURE The need for inspection of the object and the list of works to be performed during the inspection are established by the requirements of Safety Rules in Petroleum Industry (federal norms and rules in the field of industrial safety) approved by order No. 534 dated December 15, 2020. Work execution timeline: start – 01.01.27, finish – 15.04.27. Diagnostics equipment shall provide oil pipeline smart pigging with the following technological and technical characteristics: - gas pipeline was put into operation in Y2020; - diameter of pipes of gas pipeline – 159mm; - wall thickness of pipes of gas pipeline – 8mm; - characteristics of pumped medium – dry stripped gas, as per STO standard of Gazprom 089 2010; - medium work temperature, C° – from 0° to +55°C; - pumped product flow rate range - 3000-8500 nm³ / hour; - material of pipes of gas pipeline – steel 09G2S; - type of internal coating of the gas pipeline – no coating; - Characteristics of work media – fire/explosion hazardous. Mobilization of equipment be performed by the contractor, independently. Right of way along the pipeline, if necessary, shall be prepared by the Contractor using the own or leased transport. List of works and activities to be performed: 1. Visual inspection of the route / track of the field pipeline, all natural and manmade obstacles with reference to km-markers. After the inspection, prepare a report with diagram indicating locations of any obstacles with photographs attached, if necessary. 2. Determine the burial depth of the pipeline. After this work is completed, provide a report on

результатам работы необходимо подготовить отчёт о замере глубины залегания, в котором делается вывод о соответствии фактической глубины залегания трубопровода требованиям проектной и нормативно-технической документации. 3. Определение мест контроля и проведение неразрушающего контроля методом пропуска внутритрубного магнитного дефектоскопа с привязкой мест контроля к пикетам трассы. В результате пропуска внутритрубного диагностического снаряда необходимо выполнить дальнейшую оценку степени опасности обнаруженных дефектов, определение режимов дальнейшей эксплуатации обследованного нефтепровода, выбора приоритета ремонтных работ и прогнозирования остаточного ресурса трубопровода. 4. Внутритрубная диагностика - пропуск магнитного инспекционного поршня MFL с обязательной установкой маркеров (расстояние между маркерными пунктами не должно превышать одного километра с привязкой к опорам существующей линии электрохимической защиты) и контролем прохождения инспекционного снаряда. 5. Определение технического состояния технических устройств. По результатам работы требуется подготовить отчет о проведении визуального осмотра технических устройств, в том числе емкостей подземных ЕП-8, свечей рассеивания, коллектора-сборника, и УЗК запорной арматуры (линейной и КППСОД). 6. Определение диаметра ПТ. Требуется провести работы по определению диаметра трубопровода. По результатам работы необходимо подготовить отчет с указанием фактического диаметра трубопровода. 7. В местах контроля необходимо проведение визуального осмотра наружного защитного (антикоррозионного) покрытия, определение целостности покрытия, в случае обнаружения повреждений изоляции необходимо измерить геометрические параметры обнаруженных повреждений. По результатам работы подготовить отчет осмотра наружного изоляционного контроля с привязкой к пикетам трассы. 8. Ультразвуковой (рентгенографический) контроль качества сварных соединений с оформлением протоколов при подозрении на дефекты сварного шва по результатам визуально-измерительного контроля. По результатам контроля подготовить отчет. 9. Определение наличия или отсутствия блуждающих токов. По результатам работы подготовить отчет с указанием результатов измерений. 10. Определение мест повреждений изоляции. По результатам определения наличия или отсутствия блуждающих токов определить возможные места	measured burial depth with a conclusion whether the actual burial depth is in compliance with the requirements of design and regulatory documents. 3. Determine control locations and carry out non-destructive testing by passing of inside-pipe magnetic flaw detector with reference (tying) of control locations to pipeline route stake points. As a result of passing of in-pipe diagnostic (testing) tool, it is necessary to perform further assessment of the degree of danger of the detected defects, determine the modes of further operation of the inspected oil pipeline, rank priorities of repair work and make forecast of the remaining life of the pipeline. 4. Smart pigging (internal testing) – launch of MFL (magnetic flux leakage detection) with installation of markers (the distance between the marker points shall not exceed the distance of one kilometer with reference to the supports of the existing cathodic protection line) and control over MFL pig passage 5. Determine the technical condition of pipeline components, and then prepare a report on visual inspection of pipeline components, including underground tanks EP-8, gas vent stacks, gathering manifold, and ultrasonic NDT of valves (line valves and pig launchers/traps). 6. It is required to measure and record the pipeline diameter. When this work is completed, report shall be prepared indicating the actual diameter of the pipeline. 7. In the locations of control it is required to carry out visual inspection of integrity of the external protective (anti-corrosion) insulation layer. In case damaged insulation is found, measure the dimensions of the same. After this work is completed, prepare a report on visual inspection of external insulation with reference (tying) to kilometer / meter markers. 8. Ultrasonic (radiographic) quality control of welded joints with preparation of protocols if there is suspicion of weld defects based on the results of visual and measuring control performed. Based on results of this work control, report shall be prepared 9. Determining presence or absence of stray currents. Based on the results of the work, report shall be prepared indicating the measurement results 10. Determine locations of damaged insulation. After the check for stray earth currents is completed, determine the possible locations of damaged insulation, perform additional excavation and
---	--

повреждения изоляции, провести дополнительное шурфование и определить фактическое состояние наружного защитного (антикоррозионного) покрытия. По результатам работы подготовить отчет. 11. Обследование участков пересечений ПТ с естественными и искусственными преградами в пределах охранной зоны. По результатам обследования необходимо подготовить отчёт и схему преград с приложением при необходимости фотоматериалов. 12. Определение отбраковочной толщины стенки ПТ с подготовкой отчета. 13. Определение скорости коррозионно-эрозионного износа и расчет скорости коррозии. Произвести расчеты, основываясь на данных проектной документации, результатах предыдущих обследований и диагностики и иных необходимых документов. На основании данных, полученных по результатам ревизии, составляется акт ревизии, в котором делается вывод о техническом состоянии ПТ. ТРЕБОВАНИЯ К СРОКАМ, КОЛИЧЕСТВУ И ФОРМЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ОТЧЕТА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ДИАГНОСТИКИ 1. Срок предоставления отчёта по результатам проведенных работ и акта ревизии: в течение 15 дней с даты окончания полевых работ, но не позднее 15 апреля 2027 г. 2. Количество предоставляемых экземпляров отчёта: на бумажном носителе: 2 экз. на электронном носителе: 1 экз.	determine the actual condition of external protective (anti-corrosion) insulation. Based on the results of the work, report shall be prepared. 11. Inspection of points where the pipeline crosses natural and manmade obstacles within the exclusion zone. Then, prepare a report with a layout of obstacles, attaching photographs if necessary. 12. Determine rejection wall thickness of the pipeline and draw up a report. 13. Determine the rate of corrosion-erosion wear, calculate the rate of corrosion. Calculations shall be made based on the data available in design documentation, results of previous surveys, diagnostics and other necessary documents. Based on the data obtained after this inspection, draw up inspection report with conclusion on the technical condition of the pipeline. REQUIREMENTS TO TIMELINES, NUMBER AND FORMAT OF TECHNICAL REPORT FOLLOWING THE DIAGNOSTICS 1. The timeline for submitting the report following the work completion and inspection report: within 15 days from the date of completion of fieldwork, but not later than April 15, 2027. 2. Report copies to be provided: - Hard copies – 2 copies; - Electronic format – 1 copy.
--	---

Согласовано/Recommended by:

Главный советник по производству,
охране труда и промышленной безопасности,
бурению и капитальному ремонту скважин/

Chief Advisor for Production, HSE, Drilling and WO


10.09.2026

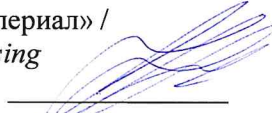
Сваминатхан Дандапани
Висванатхан/
Swaminathan Dandapani
Viswanathan

Генеральный директор ООО «Норд Империял» /
General Director LLC Nord Imperial


10.09.2026

А.В. Бакланов /
A.V. Baklanov

Начальник департамента ПитНиПГ ООО «Норд Империял» /
*Head of Oil Treatment & Transportation & Gas Processing
Division LLC Nord Imperial*



А.А. Нилкин
A.A. Nilkin