МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт транспорта

Кафедра «Транспорт углеводородных ресурсов»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой ТУР

_____ Земенков Ю.Д.
«____» _____ 2019г.

Обследование магистрального нефтепровода Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к работе бакалавра
РБ.21.03.01.03-3040/54а.421.2019.00.ПЗ

НОРМОКОНТРОЛЕР:

Старший преподаватель

_____ *Куликов А.М.*

РУКОВОДИТЕЛЬ:

Доцент, к.т.н

_____ *Левитин Р.Е.*

РАЗРАБОТЧИК:

студент группы ЭОТбз-14-2

_____ *Сысолятин А.Л.*

СЕКРЕТАРЬ ГЭК:

_____ *Пимнева Т.Д.*

*Работа бакалавра защищена с оценкой*_____

Тюмень 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт транспорта

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой ТУР

_____ Земенков Ю.Д.

«10» мая2019г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу (работа бакалавра)

Ф.И.О. обучающегося *Сысолятин Андрей Леонидович*
Ф.И.О. руководителя ВКР *Левитин Роман Евгеньевич*
Тема ВКР *Обследование магистрального нефтепровода Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе»*
Утверждена приказом по институту от *08.05.2019 г. № 03-3040/54а*
Срок предоставления законченной ВКР на кафедру *«14» июня 2019 г.*
Исходные данные к ВКР: *Характеристика района расположения МН, физико-химические свойства нефти, технические характеристики основного и вспомогательного оборудования НПС, карты технологических режимов работы МН.*

Содержание пояснительной записки

Наименование раздела (главы)	Количество листов иллюстрированного материала	% от объема ВКР	Дата выполнения
Общая часть: исходные данные для проектирования, назначение объекта, данные о мощности и сырьевой базе.	1	20	20.05.19
Технологическая часть: характеристика принятой технологической схемы.	1	40	30.05.19
Расчетная часть: расчет параметров технологического процесса, механический расчет по результатам диагностики	2	30	11.06.19
Безопасность и экологичность проекта		10	13.06.19

Всего листов в графической части ВКР 4

Дата выдачи задания *10.05.2019* _____
(дата) *(подпись руководителя)*

Задание принял к исполнению *10.05.2019* _____
(дата) *(подпись обучающегося)*

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 63 с., 5 рисунков, 12 таблиц, 22 источников литературы, 4 листа графической части формата А1.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, работоспособности участков трубопровода, гидрологическая изученность, температурные напряжения, категории участков трубопровода по опасности.

Цель работы – повышение надежности магистрального трубопровода Ванкорского месторождения – НПС «Пурпе»

В соответствии с поставленной целью в работе стоит ряд задач:

- Анализ климатической и гидрографической характеристики района прохождения трассы МН

- Анализ работоспособности участков трубопровода

- Выполнить расчеты суммарных и температурных напряжений, напряжение изгиба, расчетного сопротивления и изгибающих напряжений.

- Рассмотреть методику работ по обследованию МН, требования к лабораторным определениям состава и свойств грунтов, требования к производству режимных термометрических наблюдений, геофизические исследования.

Объектом исследования является магистральный нефтепровод Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе».

В работе были использованы методы исследования – наблюдение, сравнение, математические расчеты.

Анализ результатов обследования состояния магистрального нефтепровода Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе» показал, что после прошедшего паводков выявлены следующие эрозионные проявления: заболачивание и обводнение территории, нарушение естественного стока воды размыв дождевой водой, поверхностная эрозия валика, провалы, залитые водой.

Область применения полученных результатов – проектирование реконструкции и строительства магистральных нефтепроводов.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 6

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ 8

1.1 Климатическая характеристика 8

1.2 Гидрографическая характеристика 11

1.3 Гидрологическая изученность 13

1.4 Гидрологический режим 14

1.4.1 Водный режим 14

1.4.2 Ледовый режим 16

1.5 Полевые работы 17

2 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ 18

2.1 Анализ работоспособности участков трубопровода 18

2.1.1 Расчет напряженно деформированного состояния трубопро-вода .. 18

2.1.2 Суммарные напряжения 19

2.1.3 Внутреннее давление (продольные и кольцевые напряжения) 19

2.1.4 Температурные напряжения 19

2.1.5 Напряжение изгиба 20

2.1.6 Расчетное сопротивление 20

2.1.7 Исходные данные 21

2.2 Расчет изгибающих напряжений 24

2.3 Категории участков трубопровода по опасности 31

2.4 Выводы и рекомендации по результатам расчетов 32

3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 34

3.1 Методика выполнения работ 34

3.2 Требования к лабораторным определениям состава и свойств грунтов 36

3.3 Требования к производству режимных термометрических наблюдений ... 38
3.4 Геофизические исследования ... 38
3.5 Назначение ... 39
3.6 Исследования ... 39
3.7 Электроразведка ... 42
3.7.1 Вертикальное электрическое зондирование ... 42
3.7.2 Электропрофилирование ... 43
3.8 Измерение разности потенциала ... 44
3.9 Шурфование нефтепровода ... 45
3.9.1 Организация работ ... 45
3.9.2 Заключение ... 47
3.10 Характеристики обследуемых участков магистрального нефтепровода Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе» ... 48
3.10.1 Обследуемый участок трассы км 258,55-260,05 ... 48
3.10.2 Обследуемый участок трассы км 268,85 – 271,05 ... 49
3.10.3 Обследуемый участок трассы км 271,95 – 273,45 ... 49
3.10.4 Обследуемый участок трассы км 277,65 - 279,15 ... 50
3.10.5 Обследуемый участок трассы км 281,65 – 283,15 ... 52
3.10.6 Обследуемый участок трассы км 421,85 – 423,35 ... 52
3.10.7 Обследуемый участок трассы км 435,05 - 436,55 ... 54
4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА ... 56
4.1 Контроль работ и техника безопасности ... 56
4.1.1 Транспорт и связь ... 56
4.1.2 Техника безопасности ... 56
4.1.3 Контроль и приемка полевых работ ... 58
4.2 Охрана окружающей среды ... 58
ЗАКЛЮЧЕНИЕ ... 60
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ ... 61

ВВЕДЕНИЕ

В решении экономических и социальных задач трубопроводный транспорт приобрел важное народнохозяйственное значение. Объем транспортируемой по трубопроводам нефти составляет 93 % от общего объема транспортировки.

Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам вызывает необходимость в обеспечении надежной работы трубопроводных систем.

Отказы на магистральных трубопроводах наносят не только большой экономический ущерб из-за потерь продукта и нарушения непрерывного процесса производства в смежных отраслях, но могут сопровождаться загрязнением окружающей среды, возникновением пожаров и даже человеческими жертвами.

При транспортировке больших объемов нефти, высоких давлениях необходимо обеспечивать надежность магистральных нефтепроводов и предупреждение отказов, аварий. Естественное старение магистральных нефтепроводов и в связи с этим значительное повышение требований к их экологической безопасности – характерные особенности условий работы трубопроводного транспорта нефти. Эти моменты и определяют основные направления совершенствования системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в отрасли. В компании «Транснефть» к этим направления относят следующие:

- оснащение специализированных аварийно-восстановительных пунктов современным оборудованием и техническими средствами для ликвидации аварий и устранение дефектов нефтепроводов, в том числе на подводных переходах;

- внедрение систем мониторинга технического состояния магистральных нефтепроводов и их объектов;

- развитие системы и технологий планирования ремонта и предотвращения отказов магистральных нефтепроводов, в основе которых лежит оценка степени опасности выявленных дефектов, их ранжирование и устранение в первую очередь наиболее опасных;

- развитие информационных технологий комплексного анализа технического состояния магистральных нефтепроводов и их объектов на основе сопоставления данных внутритрубной инспекции, данных о состоянии электрохимической защиты от коррозии, данных о русловых процессах на подводных переходах, данных об отказах, авариях и ситуационных измерениях в зоне трассы трубопроводов;

- создание надежных машин и механизмов для выборочного и капитального ремонта магистральных нефтепроводов, позволяющих производить ремонт с заменой изоляции и устранением дефектов. В состав этих комплексов входят землеройная техника, подкапывающие, очистные, праймирующие и изоляционные машины нового поколения.

Цель работы – повышение надежности магистрального трубопровода Ванкорского месторождения – НПС «Пурпе»

В соответствии с поставленной целью в работе стоит ряд задач:

- Анализ климатической и гидрографической характеристики района прохождения трассы МН.

- Анализ работоспособности участков трубопровода.

- Выполнить расчеты суммарных напряжений, температурных напряжений, напряжение изгиба, расчетного сопротивления и изгибающих напряжений.

- Рассмотреть методику работ по обследованию МН, требования к лабораторным определениям состава и свойств грунтов, требования к производству режимных термометрических наблюдений, геофизические исследования.

В работе будут использованы такие методы исследования – наблюдение, сравнение, математические расчеты.

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Климатическая характеристика

Географическое положение территории определяет ее климатические особенности. Наиболее важными факторами формирования климата является перенос воздушных масс с запада и влияние континента. Взаимодействие двух противоположных факторов придает циркуляции атмосферы над рассматриваемой территорией быструю смену циклонов и антициклонов, способствует частым изменениям погоды и сильным ветрам. Кроме того, на формирование климата существенное влияние оказывает огражденность с запада Уральскими горами, с востока – Енисейской возвышенностью, обширность безлесых пространств (тундра и лесотундра) и незащищенность территории с севера и юга. Над территорией осуществляется меридиональная циркуляция, вследствие которой периодически происходит смена холодных и теплых масс, что вызывает резкие переходы от тепла к холоду. Зона проектирования относится к I району, 1Г подрайону климатического районирования для строительства согласно СП 131.13330.2012.

Климатическая характеристика района изысканий принята согласно СП 131.13330.2012 по ближайшим репрезентативным метеостанциям Уренгой, Тарко-Сале и Тазовский.

Климат данного района резко континентальный. Зима суровая, холодная, продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны - осень и весна. Наблюдаются поздние весенние и ранние осенние заморозки, резкие колебания температуры в течении года и даже суток. Безморозный период очень короткий.

Среднегодовая температура воздуха минус 7,8°С, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января минус 26,4°С, а самого жаркого - июля +15,4°С. Абсолютный минимум – минус 56°С, а

абсолютный максимум +34°С. Температура наиболее холодной пятидневки 92%-обеспеченности составляет минус 46°С, 98%-обеспеченности – минус 49°С.

Продолжительность безморозного периода 88 дней, устойчивых морозов - 201 день, 85 из которых бушуют снежные метели. Дата первого заморозка осенью 11.IX, последнего весной 14.VI.

В зимний период характерны сильные ветры. Повторяемость ветров со скоростью 12 -13 м/с составляет около 11%, что является самым высоким показателем для севера Западной Сибири, ежегодно возможны ветра 26 – 29 м/с, иногда достигающие значения 40 м/с. Наибольшая скорость ветра 5% обеспеченности по метеостанции Уренгой 27 м/с.

Преобладающее направление ветра в течение года и за период декабрь-февраль – юго-западное, за июнь-август – северное. Средняя годовая скорость ветра 3,6 м/с, средняя за январь - 3,3 м/сек и средняя в июле 3,5 м/сек.

Осадков в районе выпадает много, особенно в теплый период с апреля по октябрь 397 мм, за холодный период с ноября по март выпадает 117 мм, годовая сумма осадков 514 мм. Соответственно держится высокая влажность воздуха. Средняя относительная влажность, характеризующая степень насыщения воздуха водяным паром, в течение года изменяется от 69% (в июле) до 85% (в октябре).

С октября по май наблюдаются гололедно-изморозевые явления. Повторяемость их колеблется в больших пределах. В среднем за год наблюдается 4 дня с гололедом и 34 - с изморозью.

Максимальная высота снежного покрова 113 см. Распределение снежного покрова очень не равномерное: возвышенные места практически обнажены, в то же время в понижениях рельефа, особенно в оврагах и долинах малых рек скапливается значительное количество снега, мощность которого по тальвегу может достигать 4 – 5 м и более. В отдельных понижениях снежники могут наблюдаться в начале июля (Козлова А.Е., Лиханов Б.Н.).;

образуется 12.XI, сходит 26.V. Сохраняется снежный покров 231 день.

Лето прохладное, средняя температура воздуха в июле составляет 13,4°С, средний максимум 18°С, а абсолютный достигает 30°С. Безморозный период короткий (июль – август), сопровождается моросящими дождями (август – сентябрь) и обилием гнуса. В мае – июле наблюдаются многочисленные туманы (более 40 дней) и грозы (около 10).

Основные климатические характеристики приведены в таблицах 1.1 и 1.2

Таблица 1.1 – Характеристика температурного режима воздуха

t °С воздуха	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Сред. мес.	-26,4	-26,4	-19,2	-10,3	-2,6	8,4	15,4	11,3	5,2	-6,3	-18,2	-24,0

Таблица 1.2 – Дополнительные характеристики

Дополнительные характеристики по температуре воздуха	t^0 С	Сутки			Дата		
		средняя	min	max	средняя	ранняя	поздняя
Ср. t отопительного периода	-13,0						
Расчетная t самой холодной пятидневки: $\frac{92\%}{98\%}$	$\frac{-46}{-49}$						
Расчетная t наиболее холодных суток: $\frac{92\%}{98\%}$	$\frac{-50}{-53}$						
Расчетная зимняя вентиляционная t	-32						
Продолжительность отопительного периода		284					
Продолжительность безморозного периода		88					

Продолжение табл.1.2

Продолжительность устойчивых морозов		201					
Дата первого заморозка					11.IX		
Дата последнего заморозка					14.VI		
Дата наступления устойчивых морозов					12.X		
Дата прекращения устойчивых морозов					30.IV		

1.2 Гидрографическая характеристика

Гидрографическая сеть рассматриваемой территории принадлежит бассейну Карского моря и представлена большими реками Айваседапур и Пякупур, значительным количеством их проток и стариц, также многочисленными малыми реками и ручьями, водотоками. Густота речной сети на территории изысканий составляет 0,3 – 0,4 км/км^2.

Рассматриваемая территория отличается исключительным обилием озер. Озера в основном небольшие с площадью зеркала менее 1,0 км^2 (98% общего количества озер), с глубинами около 2,0 м.

Характерной особенностью территории является также большое распространение болот. На некоторых водосборах рек, пересекаемых трассой нефтепровода, заболоченность достигает 70%.

Долина реки *Айваседапур* на участке перехода трассы магистрального нефтепровода «Ванкор – Пурпе» имеет асимметричное строение: достаточно широкая правобережная пойма и менее широкая левобережная. В геоморфологическом отношении в строении долины реки хорошо прослеживаются основное русло реки, право- и левобережная пойма и надпойменная терраса. Ширина реки в створе перехода в межень составляет 392 м. Русло реки ассиметричное, наибольшие глубины (3,7 м) расположены в его правобережной части.

Характерной особенностью прилегающей местности на участке перехода

трассы через реку Айваседапур является ее равнинность. Отметки местности изменяются в пределах от 26,5 м БС в районе поймы до 38,5 м БС в районе надпойменной террасы.

Рассматриваемую территорию прорезают малые водотоки: р. Есереяха и протоки. Кроме того, на пойме достаточно широко развита сеть мелких и крупных озер.

Долина реки Пякупур в районе перехода трассы магистрального нефтепровода «Ванкор – Пурпе» имеет трапецеидальную форму. Ширина правобережной поймы реки составляет 3.5 км, левобережной – 1.7 км. Пойма заросла хвойным и смешанным лесом (кедр, лиственница, береза), кустарником и изобилует малыми водотоками и водоемами – протоками, ручьями, озерами и т.п.

Ширина реки Пякупур в створе перехода трассы составляет 405м в межень.

Отметки прилегающей местности на участке перехода трасы через реку Пяку-Пур изменяются от 28 до 34 м БС.

Пойменную террасу прорезают две протоки. Кроме того, на пойме достаточно широко развита сеть мелких и крупных озер.

Множество озер, беспорядочно разбросанных по территории и нередко соединяющихся между собой, образует характерный ландшафт тундры и лесотундры. Большинство озер имеет округлую форму, небольшие размеры (площадью до 0,25 км^2) и малую глубину. Они возникли среди моренных отложений или в результате термокарстовых процессов. Берега у них песчано-илистые, иногда каменистые. Мелкие озера зимой промерзают до дна. Отдельные озера имеют водно-эрозионное происхождение.

Наибольшие озера могут иметь также неправильную продолговатую форму и протяженность до 4,5 км.

Размеры самых больших озер, расположенных в окрестностях участка трассы, достигают 2,5 – 3,5 км^2 и 2 – 3 м по глубине.

1.3 Гидрологическая изученность

Метеорологическая изученность района исследований, как и всей Западной Сибири, крайне недостаточна.

Стационарные гидрологические наблюдения проводятся на водпостах системы Федеральной Службы по гидрометеорологии и мониторингу Окружающей среды (Росгидромет). Сведения о пунктах и периодах наблюдений приведены в таблице 1.3

Таблица 1.3 – Гидрологическая изученность района изысканий

№ п	Река - пост	Период действия, годы	Расстояние от устья, км	Площадь водосбора, км^2
Пуро – Тазовский район				
1	р.Таз – пос.Сидоровск	1949 – 1997	259	100 000
2	р.Таз – пос.Таз	1955 – 1977	357	89 100
3	р.Таз – с.Красноселькуп	1975 – действ.	398	87 200
4	р.Пур – пос.Уренгой	1948 – действ.	245	80 400
5	р.Пяку-Пур – пгт.Тарко-Сале	1938 – действ.	2,9	31 400
6	р.Айваседа-Пур – подбаза Харампур	1985 – действ.	95	17 200
7	р.Еркал-Надей-Пур – пос.Халесовая	1958 – действ.	108	6 600
8	Р.Харампур – пос.Харампур	1978 – 1987	4,5	4 330
9	р.Седэ-Яха – г.Новый Уренгой	1985 – действ.	4,1	1 300
10	р.Хале-Савой – пос.Халесовая	1985 – действ.	1,5	822

По степени гидрологической изученности Пуро-Тазовский гидрологический район является недостаточно изученным по следующим причинам:

- сеть постов на территории района весьма редкая;

- продолжительными наблюдениями охвачены только большие реки района – Таз, Пур и нижнее течение реки Пякупур, а также одна средняя река –

Еркал-Надей-Пур, правобережный приток реки Айваседапур. Остальные средние реки и огромное количество малых рек района являются неизученными, за исключением малых рек Седее-Яха и Хале-Савой;

- продолжительность наблюдений на малых реках Седе-Яха и Хале-Савой, составляет всего 20 лет, что на 5 лет меньше критерия достаточности для определения расченых гидрологических характеристик для рек лесотундровой и лесной зоны.

По степени гидрологической изученности все пересекаемые трассой водотоки являются неизученными, за исключением нижнего течения реки Пякупур, где длительный период велись систематические наблюдения за гидрологическим режимом реки на государственном гидрологическом посту, расположенном в 2,9 км от устья реки и в 61,6 км от створа перехода трассы нефтепровода.

На реках Пякупур и Айваседопур институтом «Ленгипроречтранс» в период проведения полевых работ в августе – сентябре 2005 года были организованы наблюдения за уровнем воды на участках проектируемых переходов трассы нефтепровода «Ванкор – Пурпе»

1.4 Гидрологический режим

К гидрологическому режиму относятся характеристики, влияющие на интенсивность, величину и протяженность во времени основных показателей водного режима: расходов и уровней. Поскольку эти характеристики являются функцией климата и рельефа, для близко расположенных створов или водотоков показатели режима будут подобны и различия отражаются лишь количественно.

1.4.1 Водный режим

Общая характеристика режима больших и малых водотоков, пересекаемых трассой нефтепровода, выполнена по материалам наблюдений на всех гидрологических постах Пуро-Тазовского гидрологического района.

При этом основным источником информации для получения гидрологической характеристики водотоков, пересекаемых трассой, является гидрологический пост Тарко-Сале на реке Пякупур, так как другие гидрологические посты, расположенные в бассейне рек Пур, Пякупур и Айваседапур и реки Пур, имеют весьма короткие периоды наблюдений.

Основные гидрологические характеристики расчетных обеспеченностей в створе гидрологического поста Тарко-Сале на реке Пякупур, рассчитанные по рядам наблюдений.

Водный режим водотоков исследуемой территории характеризуется весенне-летним половодьем, летне-осенними дождевыми паводками, короткой летней и длительной зимней меженью.

Для рек рассматриваемой территории характерно преимущественно снеговое питание, когда за период весенне-летнего половодья проходит в среднем до 60% годового объема стока.

Половодье начинается в среднем в середине мая с максимумом в начале июня. Продолжительность половодья составляет в среднем 50-60 дней и заканчивается в середине июля, для больших рек с площадью водосбора более 10 000 км^2 продолжительность половодья составляет 70-90 дней и заканчивается позднее в конце июля - середине августа.

Максимальный модуль стока в половодье может достигать 60-250 л/сек.км^2.

В летне-осенний период наблюдаются дождевые паводки, которые могут накладываться на спад половодья, увеличивая его водность и продолжительность. Максимальные модули дождевых паводков в несколько раз меньше модулей весеннего половодья.

После прохождения половодья наступает короткая летне-осенняя межень с минимумом во второй половине августа, продолжительностью около 30-40 дней и заканчивается в конце сентября.

Средние модули стока летне-осенней межени колеблются в пределах

4,5-8,0 л/сек. км^2.

Малые ручьи в этот период не пересыхают, так как получают питание от озер и болот, расположенных почти на всех речных водосборах.

С момента появления первых ледовых явлений в виде заберегов, а на более крупных реках и шуги в первой декаде октября, а иногда в конце сентября, наступает зимняя межень – самая устойчивая и длительная фаза водного режима, которая длится несколько месяцев до начала-середины мая.

1.4.2 Ледовый режим

Устойчивый ледостав устанавливается путем смерзания заберегов к середине октября, продолжительность его 210-230 дней. В зимний период сток воды постепенно убывает, русла рек начинают перемерзать, вследствие этого появляются наледи.

Водотоки с площадью водосбора до 10 км^2 перемерзают ежегодно уже к середине декабря, прекращая полностью свой сток.

Толщина льда на водотоках в среднем за зиму достигает 0,6-0,8 м, а с учетом наледи может достигать 1,0-1,5 м, в местах, где позволяют глубины русла.

На малых водотоках, на плесовых участках в зимний период может наблюдаться стоячая вода, но в особенно суровые зимы и эти участки русла промерзают до дна.

Средние минимальные модули зимней межени, для рек, которые не перемерзают, составляют 1,0-3,0 л/сек.км^2 и наблюдаются в апреле месяце.

Вскрытие малых водотоков происходит в середине мая с течения воды поверх льда, на средних реках возможен ледоход небольшой интенсивности, продолжительностью около 2-х дней, причем ледоход бывает не ежегодно.

На малых реках весенний ледоход отсутствует, лед тает на месте.

На крупных реках ледоход достаточно интенсивный, продолжительностью 4-6 дней. Ниже в таблице 16 приводятся общие сведения о продолжи-

тельности и наступлений различных фаз водного режима для исследуемых водотоков.

1.5 Полевые работы

Полевые работы выполняются с целью получения необходимых гидрологических характеристик для проведения технической экспертизы проектной документации по инженерной защите нефтепровода, в соответствии с требованиями СП 11-103-97.

Съемка морфостворов и продольных профилей на основных водотоках производится с применением двухчастотных двухсистемных спутниковых геодезических приемников Topcon GR-3 в режиме Stop & Go с последующей постобработкой в лицензионном ПО Topcon Tools и контролируется нивелированием 1У класса с использованием оптического нивелира Sokia 330C с комплектом деревянных складных трехметровых двухсторонних реек.

Для определения уровня воды в реках и их уклонов в непосредственной близости от водных объектов, закладывается временный грунтовый репер, и на него передается отметка с исходного высотного обоснования.

Гидрологические работы включают выполнение следующих работ:

- проведение русловых съемок на участках переходов в соответствии с требованиями ВСН 163-83 для проверки определения русловых деформаций;
- рекогносцировочное обследование трассы нефтепровода, с целью выявления участков трассы наиболее подверженных водно-эрозионным процессам.
- измерение глубин и скорости течения для определения расхода воды с использованием гидрометрических вертушек ГР-21 М.
- определение фактических исторических отметок горизонта высоких вод (ГВВ).

Результаты полевых изысканий используются для проверки расчетов максимальных уровней и расходов рек, ручьев и временных водотоков.

2 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Анализ работоспособности участков трубопровода

В рамках натурного обследования существующего магистрального нефтепровода, была проведены работа по выявлению опасных и потенциально опасных участков с точки зрения его напряженно – деформированного состояния (НДС) в период максимальной производительности.

Для определения НДС трубопровода использовались как материалы рабочей документации на существующий трубопровод, так и результаты проведенных инженерных изысканий и внутритрубной диагностики выполненной ОАО ЦТД «Диаскан».

На основании полученного топографического плана М 1:1000 сечением рельефа горизонталями через 0,5 метра на стадии инженерных изысканий были составлены продольные профили с отображением на них пространственного положения нефтепровода.

Определение пространственного положения трубопровода произведено с помощью трассоискателя Ridgid Seek Tech SR-20 с погрешность измерений 5% то глубины заложения трубопровода.

2.1.1 Расчет напряженно деформированного состояния трубопровода

При расчете НДС трубопровода определялось суммарное продольное напряжение в трубопроводе σ_N.

Суммарные напряжения в трубопроводе определяются от результата совместного действия, давления в трубопроводе, изменения температуры трубопровода под влиянием продукта, изгиба трубопровода как результата действия весовых нагрузок (неравномерного оседания основания трубопровода, поперечного смещения оси трубопровода от монтажного положения при его расширении, монтажный изгиб).

2.1.2 Суммарные напряжения

Суммарные напряжения были определены согласно требований СП 36.13330, при этом было сделано следующее допущение: трубопровод не имеет возможность перемещается, считалось, что фактическое положение трубопровода является результатом уже случившихся его перемещений от монтажного состояния от действия приложенных к нему нагрузок.

$$\sigma^{н}_{пр} = \mu\sigma^{н}_{кц} - \sigma t \pm \sigma изг. \qquad (2.1)$$

где $\sigma^{н}_{кц}$ - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления;

μ - коэффициент Пуассона;

σt - напряжения от температурного перепада;

$\sigma изг.$ - напряжение изгиба.

2.1.3 Внутреннее давление (продольные и кольцевые напряжения)

Под действием внутреннего давления в трубопроводе создаются напряжения радиальные и продольные, радиальные и продольные напряжения связаны между собой коэффициентом Пуассона μ. Продольные растягивающие напряжения определяются согласно требований СП 36.13330

$$\sigma^{н}_{пр,кц.} = \mu\frac{pD_{вн}}{2\delta_{н}} \qquad (2.2)$$

где $\delta_{н}$ - толщины стенки трубопровода;

Р- рабочее давление в трубопроводе.

2.1.4 Температурные напряжения

При нагреве трубопровода, не имеющего возможности изменять свою длину в следствие защемления его грунтом, возникают продольные напряжения, которые вычисляются согласно требований СП 36.13330

$$\sigma_t = -\alpha E \Delta t \qquad (2.3)$$

где α - коэффициент линейного расширения металла трубы;

E - переменный параметр упругости (модуль Юнга);

Δt - расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании.

2.1.5 Напряжение изгиба

При горизонтальных поворотах трассы трубопровода, а также при вертикальных перегибах, обусловленных рельефом местности, неизбежны изгибы трубопровода, при этом в металле появляются продольные напряжения, величина которых зависит от радиуса кривизны поворота и определяется согласно требований СП 36.13330

$$\sigma изг. = \pm \frac{E D_н}{2\rho} \qquad (2.4)$$

2.1.6 Расчетное сопротивление

После проведения суммарных напряжений для осуществления их анализа производится определения расчетного сопротивления металла трубы. Расчетное сопротивление определяется согласно требований СП 36.13330

$$\left|\sigma_N\right| \le \psi_3 \frac{m}{0{,}9 k_н} R_2^н \qquad (2.5)$$

где m - коэффициент условий работы трубопровода;

$k_н$ - коэффициент надежности по назначению трубопровода;

$R_2^н$ - предел текучести металла трубы.

ψ_3 -коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma^н_{пр} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma^н_{пр} < 0$) - определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma^н_{кц}}{\frac{m}{0{,}9k_н}R^н_2}\right)^2} - 0{,}5\frac{\sigma^н_{кц}}{\frac{m}{0{,}9k_н}R^н_2} \qquad (2.6)$$

На графике суммарных напряжений и изгибающих моментов на продольном профиле указаны расчетные сопротивления металла трубы при растягивающих и сжимающих продольных напряжениях. На графике также приведён предел текучести материала трубы.

2.1.7 Исходные данные

Расчет суммарных продольных напряжений произведен на параметры трубопровода (диаметр, толщину стенки, категорию участка), приведенные в рабочей документации по объекту «Магистральный нефтепровод Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе»

В связи с различными параметрами, указанными в проектной и рабочей документации, в соответствии с решением протокола совещания от 28.02.2014 года, ООО «НК «РОСНЕФТЬ» письмом №06-1935 от 28.02.2014 года, предоставил ЗАО «Ванкорнефть» данные в части давлений и температур. Уточнённые данные приведены в таблице 2.1 исходных данных для расчётов.

Характеристики материала трубы, используемые в расчетах (предел прочности, предел текучести) представлены также в таблице 2.1

Таблица 2.1 - Таблица исходных данных для расчётов на прочность и устойчивость МН

Границы участка	Наружный диаметр трубопровода, мм	Материал трубы согласно РД	Категории участков трубопровода	Допустимое давление МПа	Рабочее давление МПа	Рабочая температура (расчётный температурный перепад), ^{0}C	Температура замыкания стыка, ^{0}C Согласно РД
Участок №4 шифр 1171-22.2005.2-01-14001-ТХ и 1171-22.2005.2-01-14073-ТХ							
229-237	820 820	К56 К60	I, II В	6,1	3,9 1,9	42^{0}C (Δ62) 44^{0}C (Δ64)	минус 20
237-261,5	820	К56	I, II	6,1	4,0	41,7^{0}C (Δ62)	минус 20
261,5-286	820 820	К56 К56 К60	I, II В В	7,5	3,1	39,5^{0}C (Δ60)	минус 20
286-305	820	К56	I, II	6,1	2,1	37^{0}C (Δ57)	минус 20
305-328	820	К56	I, II	7,9	1,3	35,6^{0}C (Δ56)	минус 20
Участок №6 шифр 1171-22.2005.2-01-16001-ТХ							
444-463,8	820	К56 К56	I, II, III	7,2	5,0	29^{0}C (Δ49)	минус 20
463,8-480	820	К56 К60	I, II, III В	7,2	4,3	27,6^{0}C (Δ48)	минус 20
480-498	820	К56 К60	I, II, III В	7,2	3,9	26^{0}C (Δ46)	минус 20
498-523	820	К56 К60	I, II, III В	7,2	3,1	25^{0}C (Δ45)	минус 20
523-556	820	К56 К60	I, II, III В	7,2	2,5	25^{0}C (Δ45)	минус 20

К56 σ времен. Н/мм^2 (кгс/мм^2) – 550 (56)

К56 σ времен. Н/мм^2 (кгс/мм^2) – 430 (44)

К60 σ времен. Н/мм^2 (кгс/мм^2) – 590 (60)

К60 σ времен. Н/мм^2 (кгс/мм^2) – 460 (47)

Х70 σ времен. Н/мм^2 (кгс/мм^2) – 624 (63,63)

Х70 σ времен. Н/мм^2 (кгс/мм^2) – 530 (54,04)

Коэффициент надежности по материалу k1=1,34 принят в соответствии с требованиями с учетом материала применяемых труб.

Коэффициент надежности по материалу k2=1,15 принят в соответствии с требованиями с учетом применяемых труб.

Коэффициент надежности по назначению трубопровода kn=1,0 принят в соответствии с требованиями с учетом диаметра трубопровода и его назначения.

Коэффициент надежности по нагрузке n=1,15 принят в соответствии с требованиями на внутреннее рабочее давление в трубопроводе.

В соответствии с категориями участков проектируемого нефтепровода, определенны коэффициент условий работы трубопровода. Для категорий участков трубопровода В, I и II, III коэффициент условий работы соответственно равен m=0,6 и m=0,75, m=0,9

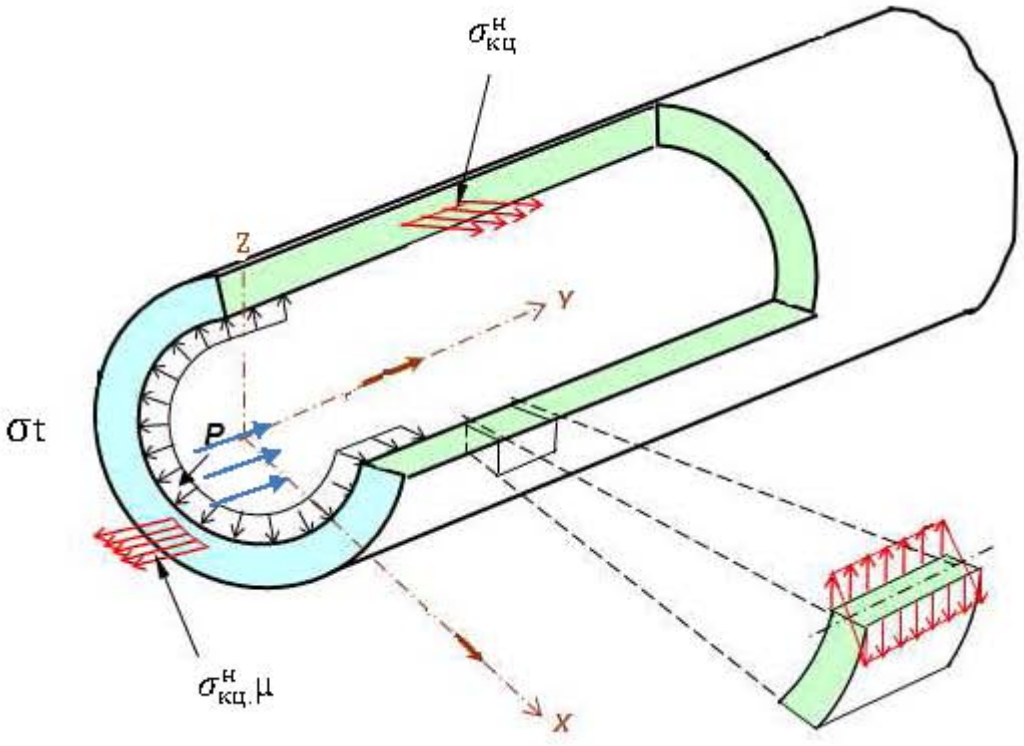

Рисунок 2.1 – Схема действий напряжений в трубопроводе от внутреннего давления и температурного перепада

2.2 Расчет изгибающих напряжений

Вычисление изгибающих напряжений на исследуемых участках подземного трубопровода, выполняемое, исходя из действующих нагрузок и воздействий, не всегда дает верный результат. Это обусловлено тем, что сооружение трубопровода могло выполняться с нарушением проектных решений и нарушений технологий производства работ.

Оценить наличие дополнительных изгибных напряжений при расчете подземного трубопровода, исходя из установленных проектом нагрузок и воздействий, возможно путем сравнения расчетной и фактической конфигураций трубопровода, однако количественная оценка значений дополнительных изгибных напряжений в этом случае не представляется возможной.

Принимая во внимание, что фактическая конфигурация трубопровода является результатом их приложенных нагрузок и воздействий, определить значения фактических изгибных напряжений становится возможным на основании данных о планово–высотном положении подземного трубопровода (на основании натурного обследования).

На стадии инженерных изысканий были составлены продольные профиля с отображением на них пространственного положения нефтепровода.

На основании полученного топографического плана М 1:1000 сечением рельефа горизонталями через 0,5 метра на стадии инженерных изысканий были составлены продольные профиля с отображением на них пространственного положения нефтепровода.

Определение пространственного положения трубопровода произведено с помощью трассоискателя Ridgid Seek Tech SR-20

Определение изгибающих моментов производится по данным геодезических изменений положения оси искривлённого участка следующими методами:

Аппроксимации оси трубопровода методом наименьших квадратов (МНК)

Аппроксимации оси трубопровода синусоидой.

Первый метод является универсальным методом наименьших квадратов для участков с произвольным очертанием оси трубопровода, тогда как второй метод подходит только для симметричных кривых.

При использовании 1-го метода (МНК) уравнение оси трубопровода представляют полиномом Pm m-ой степени, аппроксимируя координаты x и y, полученные геодезическим методом:

$$y = P_m(x) = a_0 + a_1x + a_2x^2 + a_3x^3 + a_4x^4 + a_5x^5 + \cdots + a_mx^m \quad (2.7)$$

Степень полинома определяют из минимума сумм квадратов разностей:

$$S = \sum_{i-1}^{n} [Pm(x_i) - y_i]^2 \quad (2.8)$$

Для определения коэффициентов $a_1, a_2, a_3, a_4, a_5, a_6$ и свободного члена a_0 решают систему уравнений, полученную на основании метода наименьших квадратов.

В данной работе использован метод (МНК). Существующий профиль трубопровода был аппроксимирован полиномом 3-й степени по уравнению квадратичной параболы:

$$y = P_m(x) = a_0 + a_1x + a_2x^2 \quad (2.9)$$

С помощью полинома 3 сглаживаются измеренные прогибы $y_i(x_i)$ по всему участку и его частям. Путем решения вышеописанной системы уравнений квадратичной параболы получают значения радиусов упругого изгиба оси трубопровода:

$$p = \frac{1}{y''(x)} = \frac{1}{2a_2} \tag{2.10}$$

Для определения коэффициентов a_0, a_1, a_2 была решена система уравнений, полученная на основании метода наименьших квадратов:

$$\begin{cases} na_0 + a_1 \sum_{i=1}^{n} x_i + a_2 \sum_{i=1}^{n} x_i^2 = \sum_{i=1}^{n} y_i \\ a_0 \sum_{i=1}^{n} x_i + a_1 \sum_{i=1}^{n} x_i^2 + a_2 \sum_{i=1}^{n} x_i^3 = \sum_{i=1}^{n} x_i y_i \\ a_0 \sum_{i=1}^{n} x_i^2 + a_1 \sum_{i=1}^{n} x_i^3 + a_2 \sum_{i=1}^{n} x_i^4 = \sum_{i=1}^{n} x_i^2 y_i \end{cases} \tag{2.11}$$

На основании полученных радиусов упругого изгиба изгибные напряжения вычисляются по уравнению:

$$\sigma_{изг.} = \frac{ED_н}{2p} \tag{2.12}$$

После определения радиуса упругого и двойного дифференцирования получаются полином 3-й степени изменения.

Изгибающий момент M(x), радиус кривой σ(x), и напряжений изгиба $\sigma_{изг.}(x)$, также можно определить путем двойной дифференциации уравнения квадратичной параболы используя формулы:

$$M(x) = \frac{d^2y}{dx^2} EJ;\ p(x) = \frac{EJ}{M(x)};\ \sigma_{изг.} = \frac{M(x)}{W} \tag{2.13}$$

Процедура решения систем уравнения повторяется для каждой контрольной точки (угла поворота), исключая по две точки на концах участка трубопровода.

Данная методика предназначена для аппроксимация и расчета напряжений для 2-х мерной системы координат (в профиле трубопровода), но поскольку существующий трубопровод искривлен в 3- мерной плоскости (тоесть имеет углы поворота как в профиле, так и в плане) решать задачу по определению напряжений изгиба приходилось в несколько этапов:

1- Этап: Расчет уклонов и расстояний в продольном профиле между вершинами углов поворота трубопровода согласно геодезической основе (Проектные отметки нижней части трубопровода).

2- Этап: Аппроксимация кривой существующего положения трубопровода, с последующим определением радиуса упругого изгиба в углах профиля трубопровода.

3- Этап: В местах совмещения углов профиля и плана трубопровода проводился дополнительный перерасчет значений полученного совмещенного угла. В частности, проверялось условие не наложения тангенсов контрольного угла с соседними углами при радиусе упругого изгиба, определенным на 2-м этапе, если условия не наложения тангенсов выполнялось, то принимался радиус упругого изгиба, определенный на 2-м этапе, если условия не наложения тангенсов не выполнялось, то значения радиуса упругого изгиба, определенного на 2-м этапе, уменьшалось до тех пор, пока не будет выполнятся данное условие.

Приведенные расчетные графики на профилях построены после выполнения 3-го этапа.

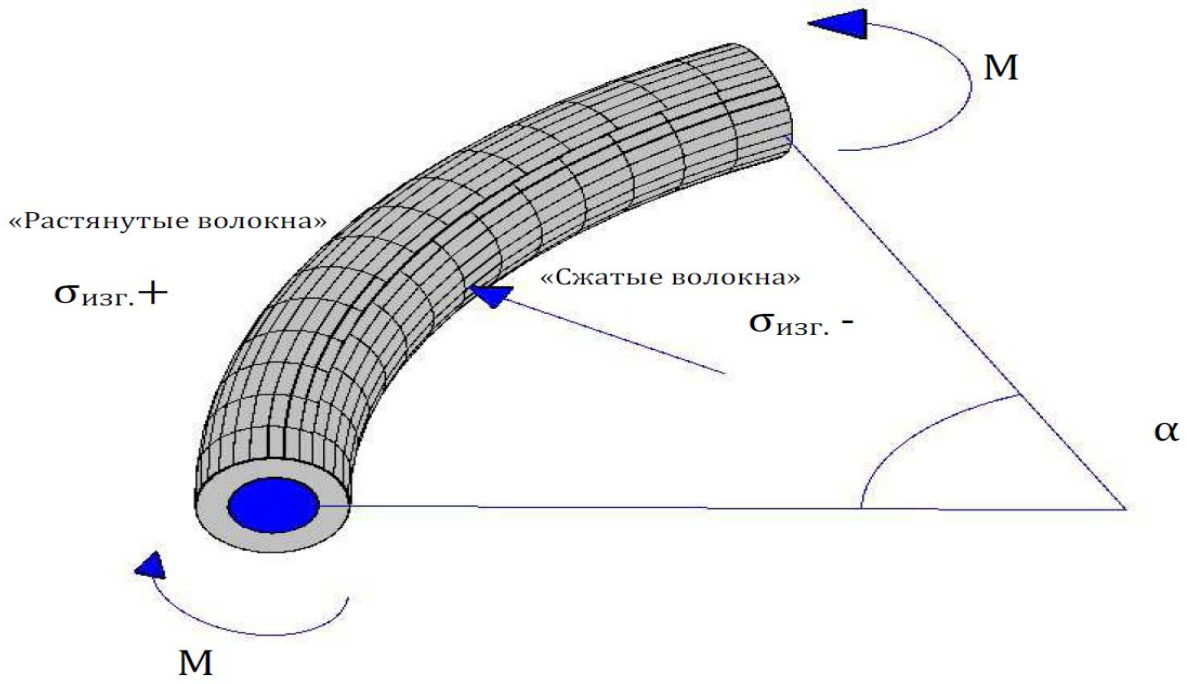

Рисунок 2.2 – Схема действий напряжений в трубопроводе от его пространственного положения

Согласно рабочему проекту, на трубопровод на исследуемых участках в вертикальной и горизонтальных плоскостях были применены отводы холодного гнутья. Примененные отводы на участках согласно рабочей документации приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Примененные отводы на участках согласно рабочей документации

Участок, км	Отводы холодного гнутья согласно РД					
	Пикет согласно РД	Пикет согласно ИИ	Угол	Радиус, м	Суммарные напряжения, МПа	Расчетное сопротивление, МПа
258-260	226+92,93	ПК2587+98	$12^0 19'$	35	245,44	273,08
	231+72	ПК2592+27	$3^0 40'$	35	220,69	273,08
	232+58	ПК2592+113	$3^0 11'$	35	209,82	273,08
	232+89	ПК2592+144	$8^0 12'$	35	237,3	273,08
	233+7	ПК2593+12	$9^0 10'$	35	236,08	273,08
	233+30	ПК2593+35	$8^0 02'$	35	237,33	273,08
	233+52	ПК2593+57	$8^0 00'$	35	237,27	273,08
	233+82	ПК2593+87	$2^0 40'$	35	209,85	273,08

Продолжение таблицы 2.2

268-271	335+33	ПК2695+31	$2^0$49’	35	212,51	295,69
	335+87	ПК2695+85	$15^0$45’	35	213,3	295,69
	336+10	ПК2696+08	$15^0$15’	35	216,98	295,69
	336+38	ПК2696+36	$11^0$09’	35	226,16	295,69
	336+70	ПК2696+68	$11^0$00’	35	226,18	295,69
	345+11	ПК2705+09	$5^0$53’	35	241,85	295,69
	345+34	ПК2705+32	$4^0$14’	35	226,4	295,69
	345+90,45	ПК2705+88	$35^0$59’	35	109,99	295,69
	350	ПК2709+98	$4^0$55’	35	236,15	295,69
271-273	359+33,29	ПК2719+34	$6^0$56’	35	244,1	295,69
	361+45	ПК2721+46	$6^0$19’	35	220,45	295,69
	361+80	ПК2721+81	$4^0$47’	35	215,27	253,27
	362+14	ПК2722+15	$2^0$44’	35	196,4	295,69
	362+87,99	ПК2722+89	$4^0$58’	35	215,3	295,69
	363+40	ПК2723+41	$2^0$42’	35	196,41	295,69
	364+86,42	ПК2724+87	$13^0$05’	35	226,56	295,69
	369+01	ПК2729+01	$9^0$55’	35	228,29	295,69
	370+50	ПК2730+50	$5^0$15’	35	215,24	295,69
277-279	421+77	ПК2781+77	$6^0$20’	35	228,7	295,69
	422+11	ПК2782+11	$6^0$40’	35	231,62	295,69
	424+5	ПК2784+05	$3^0$48’	35	214,15	295,69
	424+45,08	ПК2784+45	$4^0$44’	35	222,96	295,69
	437+2,81	ПК2787+03	$8^0$15’	35	232,05	295,69
281-283	460+6,46	ПК2820+06	$13^0$57’	35	223,65	295,69
421-423	-		-	-		
435-436	-		-	-		

По результатам внутритрубной диагностики, выполненной ОАО ЦТД «Диаскан», гнутые отводы, примененные на исследуемых участках трассы, имеют иные значения угла поворота, радиуса изгиба, толщины стенки пикетной привязки местоположения, чем предусмотренные в РД. Отводы холодного гнутья, обнаруженные по результатам внутритрубной диагностики, приведены в таблице 2.3

Таблица 2.3 - Отводы холодного гнутья, обнаруженные по результатам внутритрубной диагностики

Уча-сток, км	Отводы холодного гнутья согласно результатам внутритрубной диагностики						
	Пикет согласно РД	Пикет согласно ИИ	Угол	Ради-ус, м	Номер секции	Суммарные напряжения, МПа	Расчетное сопро-тивление, МПа
258-260	231+90	ПК2592+45	3^0	44	5290	207,15	273,08
	232+99	ПК2593+4	7^0	25	5390	251,4	273,08
	233+17	ПК2593+22	10^0	21	5410	270,3	273,08
	233+39	ПК2593+44	7^0	29	5430	245,4	273,08
	233+74	ПК2593+79	9^0	29	5460	248,03	273,08
268-271	331+33	ПК2691+31	2^0	92	13970	178,82	295,69
	332+82	ПК2692+80	4^0	98	14100	205,45	253,27
	333+28	ПК2693+26	4^0	39	14140	224,33	295,69
	335+33	ПК2695+31	2^0	70	14320	189,31	295,69
	335+67	ПК2695+65	4^0	55	14350	216,47	295,69
	335+79	ПК2695+77	10^0	24	14360	248,84	295,69
	335+99	ПК2695+97	7^0	31	14380	227,37	295,69
	336+10	ПК2696+09	8^0	23	14390	243,66	295,69
	336+29	ПК2696+27	3^0	60	14410	180,71	295,69
	336+41	ПК2696+39	8^0	28	14420	234,49	295,69
	336+64	ПК2696+62	7^0	42	14440	212,62	295,69
	344+97	ПК2704+95	2^0	38	15160	193,8	295,69
	345+32	ПК2705+30	3^0	39	15190	211,24	295,69
	345+65	ПК2705+63	9^0	25	15220	257,66	295,69
	345+77	ПК2705+75	10^0	24	15230	256,29	295,69
	345+89	ПК2705+87	9^0	24	15240	259,49	295,69
	346+1	ПК2705+99	9^0	25	15250	257,67	295,69
271-273	359+47	ПК2719+58	7^0	32	16520	216,21	295,69
	361+30	ПК2721+31	6^0	33	16670	222,57	295,69
	361+64	ПК2721+65	4^0	47	16700	201,07	295,69
	361+98	ПК2721+99	3^0	79	16730	182,62	253,27
	362+57	ПК2722+58	2^0	45	16780	180,74	295,69
	363+16	ПК2723+17	1^0	90	16830	163,87	295,69
	364+67	ПК2724+68	11^0	24	16960	244,17	295,69
	364+76	ПК2724+77	5^0	42	16970	208,38	295,69
	368+80	ПК2728+80	7^0	28	17320	230,51	295,69
	368+90	ПК2728+90	5^0	41	17330	209,19	295,69
	370+41	ПК2730+40,5	3^0	55	17460	189,66	295,69
	374+72	ПК2734+72	2^0	55	17830	179,27	295,69
277-279	421+78	ПК2781+78	4^0	48	21930	207,41	295,69
	422+13	ПК2782+13	6^0	30	21960	234,05	295,69

Продолжение табл.2.3

	423+89	ПК2783+89	3^0	79	22110	189,07	295,69
	424+46	ПК2784+46	4^0	56	22160	203,44	295,69
	426+87	ПК2786+87	8^0	25	22370	248,33	295,69
281-283	460	ПК2820	9^0	24	25250	244,6	295,69
	460+11	ПК2820+11	6^0	37	25260	218,28	295,69
421-423	924+21	ПК4225+21	4^0	50	8560	231,27	244,45
	925+2	ПК4226+2	3^0	51	8630	216,82	244,45
	929+60	ПК4230+60	3^0	35	9030	219,69	244,45
435-436	1053+77	ПК4354+77	7^0	24	20070	219,22	259,03
	1054+34	ПК4355+46	3^0	31	20120	197,27	259,03
	1054+57	ПК4355+69	3^0	31	20140	187,24	259,03
	1057+31	ПК4358+43	9^0	23	20380	227,62	259,03
	1057+54	ПК4358+66	7^0	26	20400	258,07	259,03
	1057+65	ПК4358+77	1^0	48	20410	168,58	259,03
	1058	ПК4359+12	4^0	65	20440	207,69	259,03
	1064	ПК4364+70	4^0	85	20970	203,85	259,03

В местах, где напряжения трубопровода превышали допустимые, проводилась проверка на наличие в этом месте отвода холодного гнутья, предусмотренного в РД или определенного по результатам внутритрубной диагностики. При обнаружении одного из отводов проводился дополнительный расчет, по результатам которого выполнялась проверка НДС трубопровода с учетом обнаруженного отвода холодного гнутья в месте отвода естественного гнутья.

Результаты проведенных расчетов суммарных напряжений и напряжений изгиба носят оценочный характер и не дают 100 % точности расчета о наличии дефекта на участке трубопровода.

2.3 Категории участков трубопровода по опасности

На основании проведенных расчетов и, принимая во внимание отсутствие достоверных данных о месте положении гнутых отводов, была применена следующая классификация участков по опасности:

I категория: в угле поворота трассы напряжения изгиба превышают допустимый предел текучести материала трубы $R_2^н$, в районе поворота отводы

холодного гнутья на стадии РД предусмотрены не были и по результатам внутритрубной диагностики не обнаружены.

II категория: в угле поворота трассы суммарные напряжения превышают предельно допустимые, в районе поворота отводы холодного гнутья на стадии РД предусмотрены не были и по результатам внутритрубной диагностики не обнаружены.

III категория: в угле поворота трассы суммарные напряжения превышают предельно допустимые, в районе поворота были предусмотрены отводы холодного гнутья на стадии РД или отводы, обнаруженные в результате внутритрубной диагностики.

2.4 Выводы и рекомендации по результатам расчетов

На участках с категорией опасности I ввиду превышения расчетных изгибающих напряжений, предела текучести материала трубы существует большая вероятность наличия дефектного участка трубопровода.

Для подтверждения наличия дефекта необходимо провести ВТД. В случае, если в месте предполагаемого дефекта обнаружится отвод холодного гнутья, необходимо произвести поверочный расчет его НДС. Если НДС отвода холодного гнутья не будет удовлетворять условиям прочности, необходимо либо ограничить технологически параметры перекачки продукта по участку, либо выполнить переукладку участка трубопровода по специально разработанному проекту. При обнаружении дефекта в результате ВТД данный участок подлежит замене по специально разработанному проекту.

Участки с II категорией опасности имеют повышенную вероятность возможного наличия дефектов, связанных с потерей устойчивости стенки трубы.

Дальнейшая эксплуатация участка может привести к развитию и прогрессированию деформаций в трубопроводе.

Для недопущения развития пластических деформаций на данных участках необходимо произвести внутритрубную диагностику или шурфование с

целью определения уточняющего местоположения отводов холодного гнутья и радиусов упругого изгиба поворота трассы.

Наличие отвода холодного гнутья повышает надежность участка трубопровода ввиду того, что напряжения в участке трубопровода при использовании на нем отвода холодного гнутья, не превышают допустимые. После уточнений необходимо произвести расчетов НДС трубопровода и установить новые максимальные технологические характеристики перекачки продукта на участке, либо выполнить переукладку участка трубопровода по специальному проекту.

На участках с категорией опасности III имеется вероятность наличия дефектов. Напряжения изгиба или суммарные напряжения в этих участках превышают допустимые, однако ввиду возможного в этом месте наличия отвода холодного гнутья повышает надежность этого участка. Повышение надёжности объясняется тем, что напряжения в участке трубопровода с установленным отводом холодного гнутья не превышают допустимые.

Для недопущения развития пластических деформаций на данных участках необходимо произвести внутритрубную диагностику или шурфование с целью определения уточняющего местоположения отводов холодного гнутья и радиусов упругого изгиба поворота трассы.

После уточнений необходимо произвести расчеты НДС трубопровода и установить новые максимальные технологические характеристики перекачки продукта на участке либо выполнить переукладку участка трубопровода по специальному проекту.

3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Методика выполнения работ

Целью инженерно-геологических изысканий на период эксплуатации магистрального нефтепровода является подтверждения принятых строительных решений при строительстве, согласно проведённых ранее изысканий.

Задачей изысканий является проведение контрольного бурения скважин на выявленных опасных участках на протяжении всей трассы магистрального нефтепровода, провести контрольные замеры температуры грунтов до глубины 15 м, произвести отбор проб грунта на определение физико-механических свойств грунта.

В ходе выполнения обследования объёмы могут измениться.

Виды и объёмы работ приведены в таблице 3.1

В ходе бурения производится отбор проб грунта. Описание проб проводится по визуальному определению с указанием наименования грунта, его состояния (талое или мерзлое), особенностей структуры, первичной и криогенной текстур. Визуально определяется льдистость за счет видимых включений.

В процессе бурения по результатам визуальных наблюдений литологического состава и криогенного строения производится выделение характерных горизонтов пород, из которых отбираются образцы для определения суммарной влажности и плотности грунта. Определение суммарной влажности и плотности грунта производят согласно ГОСТ 5180.

Монолиты мерзлых пород для лабораторных исследований отбираются поинтервально с учетом характера изменения литологии и криогенного строения отложений.

Общая длина отбираемой пробы должна быть в пределах 300-500 мм, высота отдельных монолитов, составляющих пробу, 120-250 мм.

Таблица 3.1 – Виды и объемы геологических работ

Вид работ	Ед. изм.	объём
Сбор инженерно-геологической информации по объекту, отчёт	отчёт	2
Рекогносцировочное обследование, км	км	328
Бурение скважин буровой установкой УРБ-2А2 на базе УРАЛ колонковым способом диаметром 127 мм с отбором проб грунтоносом, колонковой трубой, глубиной до 15 п.м. кат. IV.	П.м	1590
Гидрогеологическое наблюдение, п.м.	П.м	1590
Статическое зондирование	точек	50
Отбор образцов с нарушенной и ненарушенной структурой в интервале 0–15 м, проб.	образцов	400
Отбор проб воды в интервале 0-15 м, проб	проб	10
Замер удельного сопротивления грунтов	замер	50
Испытание прочности мерзлых грунтов в ускоренном режиме (шариковый штамп)	Испыт.	50
Комплекс физико-механических свойств мерзлого грунта. Показатели сжимаемости и сопутствующие определения при компрессионных испытаниях по одной ветви с нагрузкой до 0,6 Мпа (обр.)	Испыт.	50
Химический анализ грунтовых и поверхностных вод.	проб	10
Наблюдения в скважинах за температурой пород с частотой: 1 раз в 10 дней при плохой проходимости (1точ./мес.)	точек	100
Испытание прочности мерзлых грунтов в ускоренном режиме (срез по поверхности смерзания)	Испыт.	50
Степень пучинистости	Испыт.	50
Составление отчёта	отчёт	1

Упаковка монолитов мерзлых пород производится при отрицательной температуре воздуха. В теплое время года отбор монолитов допускается производить при условии сохранения их мерзлого состояния. Образцы талых пород, не подвергая замораживанию, хранят при положительной температуре.

Каждая проба снабжается стандартной этикеткой, а подготовленная для транспортировки партия монолитов – их описью. Транспортировка монолитов грунта в мерзлом состоянии осуществляется в теплоизолированных контейнерах.

Работы по отбору, упаковке, хранению и транспортировке монолитов производятся в соответствии с ГОСТ 12071. Каждый этап фотодокументируется. Фотоматериалы прикладываются к отчёту по каждой инженерно-геокриологической скважине.

Пробы воды на стандартный химический анализ отбираются из каждого водоносного горизонта.

3.2 Требования к лабораторным определениям состава и свойств грунтов

Комплекс лабораторных определений состава и свойств грунтов проводится в соответствии с требованиями ГОСТ 30416. Обработка результатов при условии достаточного количества определений характеристик грунтов выполняется в соответствии с ГОСТ 20522-2012

Диапазон отрицательных температур, в рамках которого проводятся определения характеристик мерзлых грунтов, должен включать температуру их естественного залегания. Конкретные значения температуры, при которой проводятся определения, выбираются на основе расчёта температурного режима грунтов в процессе эксплуатации скважин и вносятся в программу работ.

Первоочередному определению подлежат следующие характеристики пород (в скобках указана нормативная и методическая литература, на основании которой проводятся соответствующие определения):

–гранулометрический состав (ГОСТ 12536);

–плотность (объемный вес) мерзлого и талого грунта (ГОСТ 5180);

- плотность (объемный вес) оттаявшего грунта, уплотненного под нагрузкой, равной природному давлению (ГОСТ 5180);

–общая засоленность (ГОСТ 26423);

–влажность на границе текучести, на границе раскатывания и число пластичности (ГОСТ 5180);

- пучинистость и степень пучинистости

–суммарная влажность в естественном состоянии (ГОСТ 5180);

–льдистость за счет видимых включений (ГОСТ Р 25100-2011);

- удельная теплоемкость, коэффициенты температуропроводности и теплопроводности грунта в мерзлом и оттаявшем состояниях (ГОСТ 25493, ГОСТ 26263);

– коэффициент оттаивания и коэффициент сжимаемости оттаивающего грунта (ГОСТ 12248-2010);

- коэффициент фильтрации оттаявшего грунта (ГОСТ 25584);

- предельно-длительное значение прочности, модуль линейной деформации, коэффициент поперечного расширения, коэффициент нелинейной деформации для мерзлого грунта методом одноосного сжатия (ГОСТ 12248-2010);

– сопротивление срезу оттаявшего грунта, удельного сцепления и угла внутреннего трения методом одноплоскостного среза (ГОСТ 12248-2010).

Последующему определению подлежат следующие характеристики пород (в скобках указана нормативная и методическая литература, на основании которой проводятся соответствующие определения):

– плотность (удельный вес) частиц грунта (ГОСТ 5180);

– содержание органики (ГОСТ 23740);

– влажность минеральных прослоев (между видимыми ледяными включениями) и заполнителя (ГОСТ Р 25100-2011);

- кривая зависимости количества незамерзшей воды от температуры в интервале интенсивных фазовых переходов и температура начала замерзания (Руководство по определению физических, теплофизических и механических характеристик мерзлых грунтов);

– коэффициент сжимаемости мерзлого грунта (ГОСТ 12248-2010);

– предельно-длительное значение эквивалентного сцепления мерзлого грунта методом испытания шариковым штампом (ГОСТ 12248-2010);

– коэффициент вязкости сильнольдистого грунта (ГОСТ 12248-2010).

По результатам определения физических свойств вычисляются следующие показатели:

– суммарная льдистость;

– плотность скелета грунта;

– пористость;

– степень заполнения объема пор мерзлого грунта льдом и незамерзшей водой (для мерзлых грунтов) или коэффициент водонасыщения (для талых грунтов).

Определение механических свойств мерзлых грунтов выполняется с целью их сопоставления с аналогичными свойствами грунтов в талом состоянии.

По согласованию с заказчиком в программу определений могут быть дополнительно включены другие характеристики мерзлых и оттаявших грунтов.

3.3 Требования к производству режимных термометрических наблюдений

Термометрические наблюдения выполняются в каждой скважине. Скважины глубиной 15м должны быть обсажены металлическими трубами для изоляции от поверхностных и подземных вод. Измерения температуры грунтов следует выполнять с соблюдением требований ГОСТ 25358-2012 «Грунты. Метод полевого определения температуры».

3.4 Геофизические исследования

Геофизические исследования при инженерно-геологических изысканиях выполняются на всех стадиях их ведения в сочетании с другими видами инженерно-геологических работ с целью выявления и изучения криогенных про-

цессов и их динамики (п. 5.7 СП 11-105-97 Часть IV).

По трассам металлических трубопроводов различного назначения следует выполнять геофизические (электрометрические) работы для определения блуждающих токов, оценки коррозионной активности мерзлых грунтов и проектирования защитных сооружений (п. 8.12 СП 11-105-97 Часть IV).

Для установления границ между слоями грунтов, различного состава, состояния и льдистости в скальных и дисперсных грунтах, определение границы многолетнемерзлых грунтов (СП 11-105-97 Часть IV приложение Д) в качестве вспомогательного метода работ, применять георадиолокацию. Обследование провести по всем участкам нефтепровода.

В качестве основного метода геофизических исследований при инженерно-геологических изысканиях в районах распространения многолетнемерзлых грунтов в летний период применить электроразведку методом «сопротивлений», вертикальные электрические зондирования и Электропрофилирование симметричной установкой (СП 11-105-97 Часть IV приложение Е).

3.5 Назначение

Георадар – это современный геофизический прибор, предназначенный для решения инженерно-геологических, гидрогеологических и поисковых задач:

- изучения геологических разрезов с определением мощностей слоев;
- изучение геологического строения в условиях мерзлых пород.

3.6 Исследования

Работа георадара основана на свойстве радиоволн отражаться от границ раздела сред с различной диэлектрической проницаемостью или проводимостью.

Для формирования импульсов малой длительности используется возбуждение широкополосной передающей антенны перепадом напряжения с очень короткими фронтами (так называемый ударный метод возбуждения).

Выбор длительности импульса является компромиссом между необходимой глубиной зондирования и разрешающей способностью прибора – чем короче импульс, тем выше разрешающая способность, но меньше глубина зондирования.

Существующие георадары, построенные по этому принципу, работают обычно в диапазоне 10¸2000 МГц, при этом длительность зондирующего импульса составляет 0,5¸10 нс.

Такие сигналы имеют широкий спектр, и для их обработки требуются широкополосные приемные системы с полосой 5÷3000 МГц.

Излученный передающей антенной в исследуемую среду электромагнитный импульс отражается от любых неоднородностей, имеющих отличную от среды диэлектрическую проницаемость или проводимость. Такими неоднородностями могут быть пустоты, границы раздела слоев различных пород, участки с различной влажностью и т.д.

Отраженный сигнал принимается приемной антенной, преобразуется в цифровой вид и запоминается для дальнейшей обработки.

При перемещении георадара по поверхности исследуемой среды на экран монитора выводится совокупность сигналов (радарограмма или профиль), по которому можно определить местонахождение, глубину залегания и протяженность объектов (рисунок 3.1).

Особенностью георадара является присутствие сигнала прямого прохождения – сигнала следующего от антенны передатчика к антенне приемника по кратчайшему расстоянию, т.е. напрямую, практически не проникая в зондируемую среду.

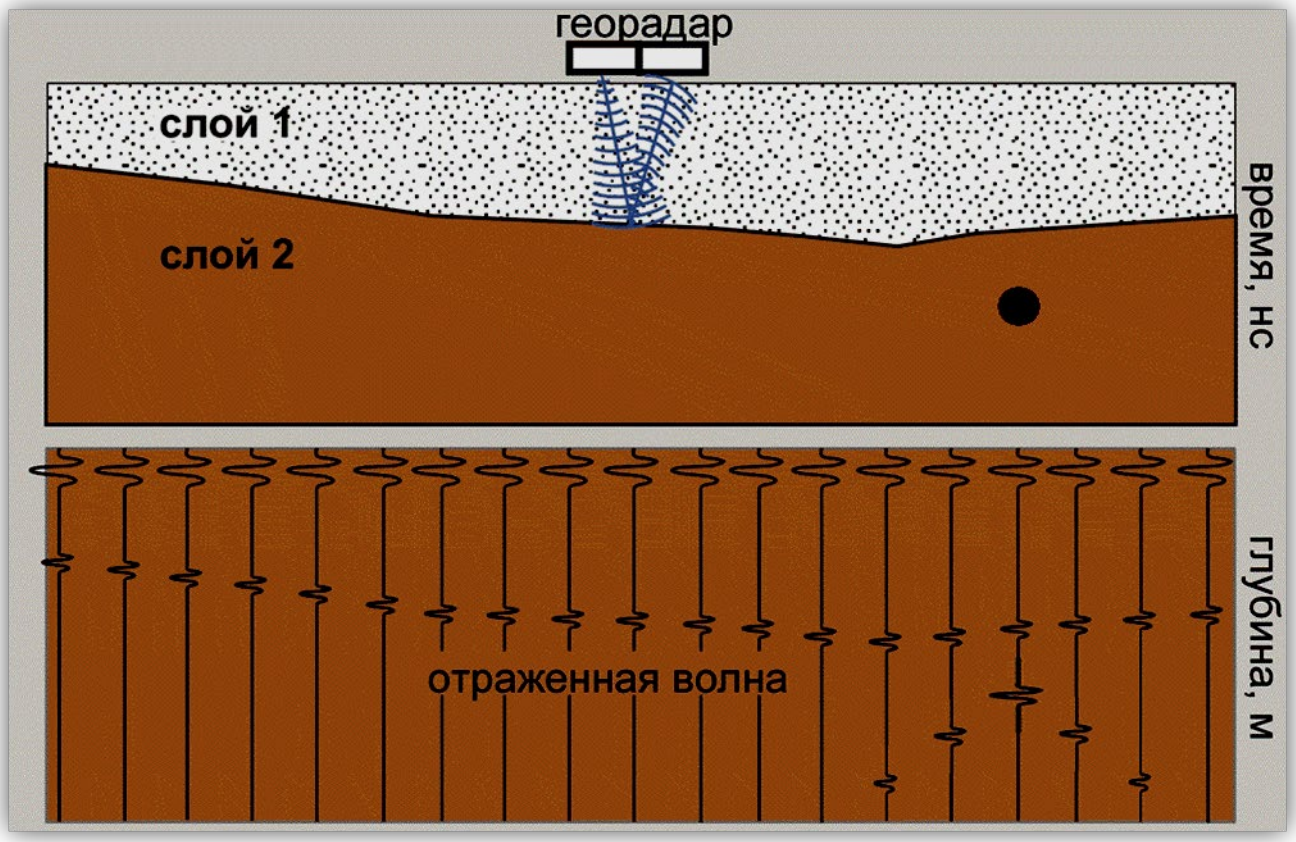

Рисунок 3.1 – Зондирование

Микропроцессорный блок управления и обработки управляет всеми режимами работы георадара, вывода волновой картины на экран, записи на Flash-диск, первичной обработки полученного материала и обмена данными с персональным компьютером по интерфейсу USB. БУО создан специально для работы в неблагоприятных условиях и выпускается в климатическом исполнении, сохраняет работоспособность в диапазоне температур от минус 20 до 50°С.

В экранированных антенных блоках АБ-150 широкополосные антенны сверху закрыты проводящим экраном. Такая конструкция используется с целью подавления излучения в верхнее полупространство и подавления отражений от объектов, находящихся в верхнем пространстве.

Датчик перемещения ДП-32 служит для точной привязки результатов исследований к местности. Конструкция ДП-32 позволяет эксплуатировать его в неблагоприятных погодных условиях. Передача информации осуществляется

через оптический кабель.

Выше описанный георадар «ОКО»-2 имеет сертификат соответствия № 12.000.0485 от 11.12.2012 г.

3.7 Электроразведка

3.7.1 Вертикальное электрическое зондирование

На проблемных участках магистрального нефтепровода выявленных при проведении георадиолокации и по результатам маршрутного обследования, для уточнения геоэлектрического разреза, с поверхности земли выполнить вертикальные электрические зондирования с глубиной исследования не менее 15 м. Применить симметричную установку. Необходимая глубина электроразведки методом сопротивлений для симметричных установок определена в соответствии с СП 11-105-97 часть VI Приложение П.

Точки физических наблюдений нанести на абрис. При вычерчивании абриса местности, записывать сведения о факторах, влияющих на результаты наблюдений.

Количество замеров на одной точке таково, что на билогарифмическом бланке по оси АВ/2 точки располагаются через 12 мм. Разносы питающей линии АВ/2 принять: 1,5м; 2,1м; 3м; 4,25м; 6м; 8,5м; 12м; 17м; 24м; 34м; 48м; 68м. Разнос приемных электродов MN, не должен превышать 1/3 разноса АВ. На каждом разносе измерять значения тока в питающей линии АВ и напряжение в измерительной линии MN, полученные значения занести в полевой журнал, вычислить кажущееся сопротивление грунта $p_к$. Чтобы избежать случайных ошибок при выполнении ВЭЗ результаты измерений сразу рассчитывать и наносить на график, контролируя «гладкость» кривой ВЭЗ.

Для определения погрешности измерений по относительной разности значений необходимо выполнить повторные наблюдения, не менее 5% от общего объема работ. При выполнении повторных наблюдений оператор изменяет величину тока линии АВ которая отличается, от первоначального значе-

ния не менее, чем на 25% и условия заземления электродов. Результаты измерений записываются в полевой журнал, в графу "Примечание", вычисляется значение кажущегося сопротивления.

Электроразведочные работы выполнять с применением: «комплекса аппаратурного электроизмерительного низкочастотного для геофизических исследований ЭРП-1». Комплекс ЭРП-1, занесён в государственный реестр средств измерений, допущенных для использования на территории Российской Федерации под №38848-03.

Камеральную обработку полевых материалов выполнить с применением программного комплекса IPI2WIN.

3.7.2 Электропрофилирование

Для установления границ многолетнемёрзлых грунтов перпендикулярно существующему нефтепроводу выполнить серию физических наблюдений, не менее трёх на каждом поперечнике, шаг между точек физических наблюдений 10 метров. Симметричное Электропрофилирование с глубиной исследования не менее 5 метров. Применяемая симметричная четырёх электродная установка позволит более четко определить положение и глубину залегания неоднородностей и получить объективную информацию о значениях удельного электрического сопротивления в условиях естественного залегания многолетнемерзлых грунтов.

Работы методом симметричного электропрофилирования (СЭП) проводить по предварительно разбитой сети. Необходимая глубина электроразведки методом сопротивлений для симметричных установок определена в соответствии с СП 11-105-97 часть VI Приложение П. Разносы установки AA'MNB'B принять:

AB – 9 метров, A'B' – 27 метров, MN – 3 метра.

Коэффициент установки 82,5 и 761 соответственно.

Работы с установкой A'AMNBB' проводить с двумя независимыми питающими линиями, имеющими разрыв у заземлений А и В. Результаты изме-

рений заносить в полевой журнал, указывать положение точек физических наблюдений в плане, обязательно указывать сведения о факторах, влияющих на результаты наблюдений.

Для определения погрешности измерений по относительной разности значений выполнить повторные наблюдения, 5% от общего объема работ. При выполнении повторных физических наблюдений изменять условия заземления электродов, так же величину тока линии АВ, не менее чем на 25% от первоначального значения.

3.8 Измерение разности потенциала

По трассе магистрального нефтепровода на обследуемых участках, выполнить измерения разности потенциалов между двумя точками земли. Измерения выполнить неполяризующимися медно-сульфатными электродами (МСЭ), электроды размещать по двум взаимно перпендикулярным направлениям (ГОСТ 9.602-2005 Приложение Д). Для измерений использовать неполяризующиеся, электроды медно-сульфатные ЭМС-0,4 (ТУ 4318-011-24707490-2005).

Первую пару электродов размещать параллельно оси трубопровода, вторая пара электродов размещается в перпендикулярном направлении, на расстоянии 100 метров один от другого (рисунок 3.2).

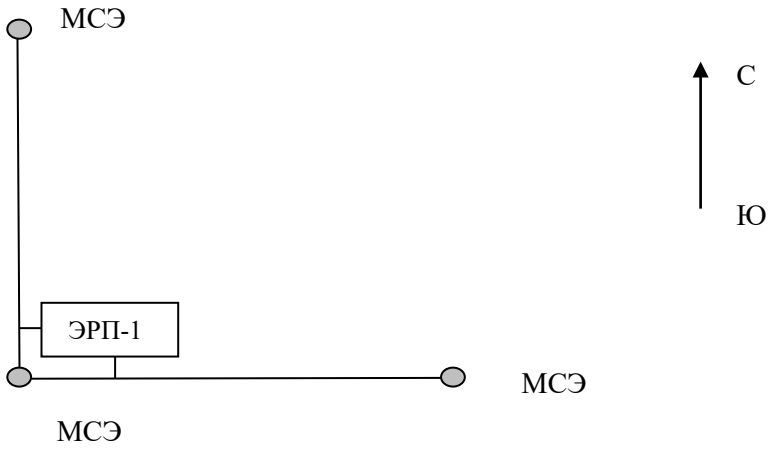

Рисунок 3.2 – Схема измерения блуждающих токов

МСЭ – медно-сульфатный электрод, ЭРП-1 – измерительный прибор

Показания измерительного прибора фиксировать через каждые 10 секунд в течении одного часа, при появлении признаков опасного влияния блуждающих токов, для регистрации максимальных и минимальных значений разности потенциалов, наблюдения проводить до 3 часов. По результатам измерений составить сводную таблицу.

Для выполнения геофизических исследований использовать комплекс электроизмерительной низкочастотной аппаратуры для полевых геофизических исследований ЭРП-1.

На всех этапах проведения геофизических исследований предусмотрен полевой контроль с оформлением акта приёмки полевых работ.

3.9 Шурфование нефтепровода

Целью данного вида работы является подтверждение соответствия выполненных строительно-монтажных работ принятым проектным решениям на отдельных участках подземной прокладки магистрального нефтепровода, а именно:

- подтверждение глубины заложения;
- наличие теплоизоляции;
- определение толщины теплоизоляции и ее конструкции;
- наличие антикоррозионной изоляции;
- подтверждение наличия песчаной подушки;
- определение толщины фактически выполненной подушки;
- наличие балластировки;
- подтверждение проектного шага балластировки.

3.9.1 Организация работ

Проведение работ по вскрытию производится в присутствии представителя эксплуатирующей организации, который несет ответственность за правильное производство работ и соблюдение правил техники безопасности.

Земляные работы выполняются механизированным способом или вруч-

ную. При использовании механизмов последние 0,3-0,5 м грунта над конструкцией удаляются вручную, а выемка грунта вокруг нефтепровода производится в присутствии комиссии.

Размеры шурфа выбираются исходя из удобства осмотра строительно-изоляционных, теплоизоляционных конструкций и трубопровода со всех сторон.

При поступлении воды в отрываемый шурф необходимо организовать ее непрерывную откачку. При проведении шурфовки производится осмотр строительных, теплоизоляционных конструкций, трубопроводов. Осмотр трубопровода следует производить сразу после вскрытия траншеи. По мере осмотра на каждый шурф заполняется акт осмотра.

В акте осмотра указывается:

а) тип теплоизоляционного материала и вид изделия (маты, скорлупы, сегменты, полуцилиндры и т.д.), состояние материала (степень увлажнения, разрушение штучных изделий, разложение материала);

б) тип антикоррозионного покрытия на данный участок сети; оценка состояние покрытия, целостности, изменение цвета и структуры;

в) тип утяжелителя, либо анкерного устройства (УБО, УБКМ, УБП и пр.) его состояние (степень разрушения, пространственное положение на трубопроводе, наличие антикоррозионной обработки петель предназначенных для крепления поясов утяжелителя), шаг балластировки;

г) наличие термостабилизаторов грунта в районе вскрываемого шурфа, а так же наличие повреждений (вмятин, загибов с указанием углов, мест не герметичности). Шаг термостабилизаторов;

д) наличие подушки под трубопроводом и ее толщина (песчаная, теплоизоляционные плиты) и прочее.

Труба осматриваются со всех сторон.

Для вскрытого шурфа составляется схема привязки и эскиз сечения, где дается конструкция прокладки, приводятся основные размеры. Эскиз прилага-

ется к акту.

3.9.2 Заключение

После окончания всех работ составляется отчетная документация по инженерно-геологическим изысканиям, включающая следующие разделы:

– инженерно-геокриологическую характеристику района расположения скважины, включающую описание территориальной принадлежности, морфологических особенностей ландшафта, гидрогеологии и обзор результатов предшествующих исследований инженерно-геокриологических и гидрогеологических условий данного района;

– геолого-литологическое описание пород, поинтервальное описание монолитов с приложением геологической колонки по вскрытому разрезу;

– результаты лабораторного определения физических, теплофизических и механических характеристик грунтов с указанием методов определения каждого из параметров;

– состав фактически проведенных исследований в скважинах и их результаты;

– общие выводы об изменении состава и свойств грунтов с глубиной, геологическом строении вскрытого разреза, особенностях залегания пластовых льдов, глинистых пластов и их мощности;

- заключение по ранее выполненным изысканиям.

К отчету прилагаются копии свидетельств о поверке полевого и лабораторного оборудования, используемого при определении характеристик грунтов.

По результатам натурного обследования будут даны заключения по следующим пунктам:

- оценка эффективности принятых решений на отдельных участках подземной прокладки нефтепровода по объекту «Инженерная защита магистрального нефтепровода Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе»

- определение соответствия выполненных подрядными строительно-монтажными организациями работ на отдельных участках подземной прокладки нефтепровода по объекту «Инженерная защита магистрального нефтепровода Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе»

3.10 Характеристики обследуемых участков магистрального нефтепровода Ванкорское месторождение – НПС “Пурпе»

3.10.1 Обследуемый участок трассы км 258,55-260,05

Техногенные грунты по всему участку представлены грунтами обратной засыпки и привозными техногенными грунтами.

На 2593+45км трассе пересекает ручей без названия шириной 7,0м и глубиной в месте пересечения 1,0м. Для оценки химического состава и коррозионной активности отобрана проба воды.

По химическому составу вода гидрокарбонатная магниево-кальциевая, пресная, очень мягкая pH 6,2 (жёсткость карбонатная). Степень агрессивности к бетону марки W4 слабая, к металлическим конструкциям – средняя. Агрессивность к оболочкам кабелей из свинца – высокая, из алюминия – средняя.

По трассе нефтепровода отобраны пробы для определения физических и коррозионных свойств техногенных грунтов из пройденных открытых горных выработок (закопушки), глубина отбора проб до 0,6м.

По данным лабораторных исследований коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистой и низколегированной стали (по наихудшему значению) средняя. По степени агрессивного воздействия сульфатов в грунтах на бетоны марок по водонепроницаемости W4–W20 – неагрессивная. По степени агрессивного воздействия хлоридов в грунтах на арматуру в железобетонных конструкциях (бетон марок W4–W14) – неагрессивная. Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к свинцовой оболочке кабеля – низкая. Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к алюминиевой оболочке кабеля – высокая.

3.10.2 Обследуемый участок трассы км 268,85 – 271,05

Техногенные грунты по всему участку представлены грунтами обратной засыпки и привозными техногенными грунтами.

На данном участке трассы нефтепровода высота обваловочного валика составляет до 1,5м.

На пк 2696+88 трасса пересекает реку Компыльнярылькы ширина реки в месте пересечения 21,5м глубина 2,55м. Берега укреплены крупным щебнем в сетке и георешеткой заполненной грунтом и мелким щебнем заросшей травой.

По данным рекогносцировочного обследования трасса пересекает 2 водотока. Из всех водотоков отобраны пробы воды на анализ.

По химическому составу вода в ручье на пк 2692+75 гидрокарбонатная кальциево-магниевая, пресная, очень мягкая (жёсткость карбонатная), pH 6,1. Обладает средней степенью агрессивности к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода. Слабая агрессивность к бетону марки W4. Агрессивность к оболочкам кабелей из свинца – высокая, алюминия – низкая.

По химическому составу вода в реке Компыльнярылькы гидрокарбонатная магниево-кальциевая, пресная, очень мягкая (жёсткость карбонатная) pH 5,7. Обладает средней степенью агрессивности к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода. Слабая агрессивность к бетону марки W4. Агрессивность к оболочкам кабелей из свинца – высокая, алюминия – средняя.

3.10.3 Обследуемый участок трассы км 271,95 – 273,45

Техногенные грунты по всему участку представлены грунтами обратной засыпки и привозными техногенными грунтами.

По химическому составу вода в ручье на км 272,190 гидрокарбонатная магниево-кальциевая, пресная, очень мягкая (жёсткость карбонатная), pH 5,4. Обладает средней степенью агрессивности к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода. Слабая агрессивность к бетону марки W4. Агрессивность к оболочкам кабелей из свинца – высокая, алюминия – средняя.

По химическому составу вода в ручье на км 272,547 гидрокарбонатная кальциево-натриевая, пресная, очень мягкая (жёсткость карбонатная), pH 5,0. Обладает средней степенью агрессивности к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода. Средняя степень агрессивности к бетону марки W4 (по водородному показателю). Агрессивность к оболочкам кабелей из свинца – высокая, алюминия – средняя.

По химическому составу вода в ручье на км 273,050 гидрокарбонатная магниево-кальциевая, пресная, очень мягкая (жёсткость карбонатная), pH 5,6. Обладает средней степенью агрессивности к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода. Слабая степень агрессивности к бетону марки W4. Агрессивность к оболочкам кабелей из свинца – высокая, алюминия – средняя.

По данным лабораторных исследований коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистой и низколегированной стали низкая. По степени агрессивного воздействия сульфатов в грунтах на бетоны марок по водонепроницаемости W4–W20 – неагрессивная. По степени агрессивного воздействия хлоридов в грунтах на арматуру в железобетонных конструкциях (бетон марок W4–W14) – неагрессивная. Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к свинцовой оболочке кабеля – средняя. Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к алюминиевой оболочке кабеля – высокая.

3.10.4 Обследуемый участок трассы км 277,65 - 279,15

Техногенные грунты по всему участку представлены грунтами обратной засыпки и привозными техногенными грунтами.

По данным рекогносцировочного обследования трасса пересекает 4 водотока. Из всех водотоков отобраны пробы воды на анализ. По химическому составу вода в ручье на км 277,188 гидрокарбонатная магниево-кальциевая, пресная, очень мягкая (жёсткость карбонатная), pH 5,1. Обладает средней степенью агрессивности к металлическим конструкциям при свободном доступе

кислорода. Слабая агрессивность к бетону марки W4. Агрессивность к оболочкам кабелей из свинца – высокая, алюминия – средняя.

По химическому составу вода в ручье на км 277,861 гидрокарбонатная магниево-кальциевая, пресная, очень мягкая (жёсткость карбонатная), pH 5,5. Обладает средней степенью агрессивности к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода. Слабая степень агрессивности к бетону марки W4 (по водородному показателю). Агрессивность к оболочкам кабелей из свинца – высокая, алюминия – средняя.

По химическому составу вода в ручье на км 278,494 гидрокарбонатная магниево-кальциевая, пресная, очень мягкая (жёсткость карбонатная), pH 5,2. Обладает средней степенью агрессивности к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода. Слабая степень агрессивности к бетону марки W4. Агрессивность к оболочкам кабелей из свинца – высокая, алюминия – средняя.

По химическому составу вода в ручье на км 279 гидрокарбонатная магниево-кальциевая, пресная, очень мягкая (жёсткость карбонатная), pH 5,3. Обладает средней степенью агрессивности к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода. Слабая степень агрессивности к бетону марки W4. Агрессивность к оболочкам кабелей из свинца – высокая, алюминия – средняя.

По данным лабораторных исследований коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистой и низколегированной стали средняя. По степени агрессивного воздействия сульфатов в грунтах на бетоны марок по водонепроницаемости W4–W20 – неагрессивная. По степени агрессивного воздействия хлоридов в грунтах на арматуру в железобетонных конструкциях (бетон марок W4–W14) – неагрессивная. Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к свинцовой оболочке кабеля – средняя. Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к алюминиевой оболочке кабеля – высокая.

3.10.5 Обследуемый участок трассы км 281,65 – 283,15

Техногенные грунты по всему участку представлены грунтами обратной засыпки и привозными техногенными грунтами.

По данным рекогносцировочного обследования трасса пересекает 1 водоток. Из всех водотоков отобраны пробы воды на анализ.

По химическому составу вода в болотном ручье на км 281,650 гидрокарбонатная магниево-кальциевая, пресная, очень мягкая (жёсткость карбонатная), pH 0,1. Обладает сильной степенью агрессивности к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода. Сильная степень агрессивности к бетону маркам W4, W6, W8 (по водородному показателю). Агрессивность к оболочкам кабелей из свинца – высокая, алюминия – высокая.

По химическому составу вода в болоте на км 282,878 гидрокарбонатная магниево-кальциевая, пресная, очень мягкая (жёсткость карбонатная), pH 5,0. Обладает средней степенью агрессивности к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода. Слабая степень агрессивности к бетону марки W4. Агрессивность к оболочкам кабелей из свинца – высокая, алюминия – средняя.

По данным лабораторных исследований коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистой и низколегированной стали низкая. По степени агрессивного воздействия сульфатов в грунтах на бетоны марок по водонепроницаемости W4–W20 – неагрессивная. По степени агрессивного воздействия хлоридов в грунтах на арматуру в железобетонных конструкциях (бетон марок W4–W14) – неагрессивная. Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к свинцовой оболочке кабеля – средняя. Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к алюминиевой оболочке кабеля – высокая.

3.10.6 Обследуемый участок трассы км 421,85 – 423,35

Техногенные грунты по всему участку представлены грунтами обратной засыпки и привозными техногенными грунтами.

По данным рекогносцировочного обследования трасса пересекает 5 водоток. Из всех водотоков отобраны пробы воды на анализ.

По химическому составу вода в болотном ручье на км 421,900 гидрокарбонатная магниево-кальциевая, пресная, очень мягкая (жёсткость карбонатная), pH4,1. Обладает средней степенью агрессивности к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода. Средняя степень агрессивности к бетону маркам W4, W6, W8 (по водородному показателю). Агрессивность к оболочкам кабелей из свинца – высокая, алюминия – высокая.

По химическому составу вода в болотном ручье на км 422,366 гидрокарбонатная кальциевая, пресная, очень мягкая (жёсткость карбонатная), pH4,8. Обладает средней степенью агрессивности к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода. Средняя степень агрессивности к бетону маркам W4, W6, W8 (по водородному показателю). Агрессивность к оболочкам кабелей из свинца – высокая, алюминия – средняя.

По химическому составу вода в болотном ручье на км 422,617 гидрокарбонатная магниево-кальциевая, пресная, очень мягкая (жёсткость карбонатная), pH4,8. Обладает средней степенью агрессивности к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода. Средняя степень агрессивности к бетону маркам W4 (по водородному показателю) слабой к бетону марки W6. Агрессивность к оболочкам кабелей из свинца – высокая, алюминия – высокая.

По химическому составу вода в болотном ручье на км 422,743 гидрокарбонатная магниево-кальциевая, пресная, очень мягкая (жёсткость карбонатная), pH4,2. Обладает средней степенью агрессивности к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода. Средняя степень агрессивности к бетону маркам W4 (по водородному показателю) слабой к бетону марки W6. Агрессивность к оболочкам кабелей из свинца – высокая, алюминия – высокая.

По химическому составу вода в болотном ручье на км 423,174 гидрокарбонатная кальциевая, пресная, очень мягкая (жёсткость карбонатная), pH4,2. Обладает средней степенью агрессивности к металлическим конструкциям при

свободном доступе кислорода. Средняя степень агрессивности к бетону маркам W4 (по водородному показателю) слабой к бетону марки W6. Агрессивность к оболочкам кабелей из свинца – высокая, алюминия – высокая.

По данным лабораторных исследований коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистой и низколегированной стали низкая. По степени агрессивного воздействия сульфатов в грунтах на бетоны марок по водонепроницаемости W4–W20 – неагрессивная. По степени агрессивного воздействия хлоридов в грунтах на арматуру в железобетонных конструкциях (бетон марок W4–W14) – неагрессивная. Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к свинцовой оболочке кабеля – средняя. Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к алюминиевой оболочке кабеля – высокая. Результаты коррозионной активности грунтов приведены.

3.10.7 Обследуемый участок трассы км 435,05 - 436,55

По данным рекогносцировочного обследования трасса пересекает 4 водотока. Из всех водотоков отобраны пробы воды на анализ.

По химическому составу вода в болотном ручье на км 435,226 гидрокарбонатная кальциевая, пресная, очень мягкая (жёсткость карбонатная), pH5,1. Обладает средней степенью агрессивности к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода. Слабая степень агрессивности к бетону марки W4. Агрессивность к оболочкам кабелей из свинца – высокая, алюминия – средняя.

По химическому составу вода в болотном ручье на км 422,366 гидрокарбонатная кальциевая, пресная, очень мягкая (жёсткость карбонатная), pH4,8. Обладает средней степенью агрессивности к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода. Средняя степень агрессивности к бетону маркам W4, W6, W8 (по водородному показателю). Агрессивность к оболочкам кабелей из свинца – высокая, алюминия – средняя.

По химическому составу вода в болотном ручье на км 435,622 гидрокар-

бонатная магниево-кальциевая, пресная, очень мягкая (жёсткость карбонатная), pH4,7. Обладает средней степенью агрессивности к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода. Средняя степень агрессивности к бетону маркам W4 (по водородному показателю) слабой к бетону марки W6. Агрессивность к оболочкам кабелей из свинца – высокая, алюминия – средняя.

По химическому составу вода в болотном ручье на км 435,746 гидрокарбонатная кальциевая, пресная, очень мягкая (жёсткость карбонатная), pH4,6. Обладает средней степенью агрессивности к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода. Средняя степень агрессивности к бетону маркам W4 (по водородному показателю) слабой к бетону марки W6. Агрессивность к оболочкам кабелей из свинца – высокая, алюминия – средняя.

По химическому составу вода в болотном ручье на км 435,922 гидрокарбонатная магниево- кальциевая, пресная, очень мягкая (жёсткость карбонатная), pH4,5. Обладает средней степенью агрессивности к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода. Средняя степень агрессивности к бетону маркам W4 (по водородному показателю) слабой к бетону марки W6. Агрессивность к оболочкам кабелей из свинца – высокая, алюминия – высокая.

По данным лабораторных исследований коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистой и низколегированной стали низкая. По степени агрессивного воздействия сульфатов в грунтах на бетоны марок по водонепроницаемости W4–W20 – неагрессивная. По степени агрессивного воздействия хлоридов в грунтах на арматуру в железобетонных конструкциях (бетон марок W4–W14) – неагрессивная. Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к свинцовой оболочке кабеля – средняя. Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к алюминиевой оболочке кабеля – высокая.

4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

4.1 Контроль работ и техника безопасности

4.1.1 Транспорт и связь

Доставка необходимого инвентаря, инструментов и материалов производится на базу экспедиции железнодорожным транспортом (ст. Пур-Пе).

С базы экспедиции к месту проведения работ люди и оборудование доставляются автотранспортом экспедиции. Передвижение бригад вдоль трассы нефтепровода будет производиться гусеничным и колесным транспортом в зимнее время, в летний период - вертолетом.

Связь полевой партии с базой экспедиции и отрядами партии осуществляется ежедневно посредством спутникового телефона Qualcomm.

4.1.2 Техника безопасности

Все намеченные программой виды изыскательских работ должны выполняться с обязательным соблюдением правил и требований техники безопасности, предъявляемых внутриведомственными инструкциями по технике безопасности:

1. Инструкция по охране труда для машиниста буровой установки;
2. Инструкция по охране труда для замерщика на топографо-геодезических и маркшейдерских работах;
3. Инструкция по охране труда для рабочего на геологических работах;
4. Инструкция по охране труда для водителей автомобилей;
5. Инструкция по охране труда при управлении и эксплуатации транспортных средств;
6. Инструкция по охране труда при перевозке людей и грузов автотранспортом;

7. Инструкция по охране труда при оборудовании полевого лагеря, содержание помещений, территории;

8. Инструкция по охране труда пожарная безопасность в полевых подразделениях;

9. Инструкция по охране труда для водителей снегохода «Буран»;

10. Инструкция по охране труда при производстве инженерно-геодезических изысканий;

11. Инструкция по охране труда при производстве буровых работ и статического зондирования;

12. Инструкция по охране труда при проведении геофизических работ;

13. Инструкция по охране труда при обслуживании электростанции передвижной;

14. Инструкция по оказании доврачебной помощи при травмах;

15. Инструкция по охране труда для механика-водителя ГАЗ -34039, МТЛБУ;

16. Инструкция о мерах по обеспечению пожарной безопасности при проживании в стационарных, мобильных и передвижных вагон - домах.

Все инженерно-технические работники ежегодно сдают экзамен по правилам техники безопасности, а в полевых условиях все работники в обязательном порядке проходят вводный, первичный – на рабочем месте и повторный (периодический) инструктажи.

Ответственность за соблюдение правил техники безопасности по каждому отдельному виду полевых работ возлагается на руководителей этих работ.

Все сотрудники полевых подразделений обеспечиваются спецодеждой, спецобувью. Полевая партия должна быть снабжена походной аптечкой с необходимым набором медикаментов и перевязочных средств, а также средствами защиты от насекомых

4.1.3 Контроль и приемка полевых работ

Все выполненные работы должны будут проверены внутренним контролем начальником партии или техническим руководителем с составлением акта на каждый вид работ. Акты внутреннего контроля будут переданы Заказчику.

Так же будет проверяться выполнение требований нормативных документов, соответствие выполненных работ техническому заданию и программе работ. Будет выполнен визуальный контроль закрепления пунктов планово-высотного обоснования, выборочно необходимо выполнить контрольные инструментальные измерения, произвести сравнение топографических планов с местностью и набор контрольных пикетов.

4.2 Охрана окружающей среды

При производстве инженерных изысканий с целью хозяйственного освоения территории недопустимы нарушения положения земельного и водного законодательства Российской Федерации, а также закон об охране природы.

Положение представляет собой совокупность требований, формирующих механизм регулирования земельных отношений, возникающих при осуществлении производственно-хозяйственной деятельности по геологическому изучению и промышленному освоению природных ресурсов.

В процессе подготовки и проведения топографо-геодезических, инженерно-геологических и гидрологических работ следует придерживаться правил, исключающих возможность излишней вырубки леса, загрязнения поверхности и подземных вод бензином, дизтопливом, возникновение пожара, гибели птиц и диких животных.

Расположение объекта изысканий в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов требует особого внимания к природоохранным мероприятиям, направленным на сохранение естественных условий при проведении изысканий.

При производстве инженерно-геологических изысканий перед началом буровых работ необходимо снимать почвенно-растительный слой, складывать его и хранить до окончания работ. По завершении изысканий следует выполнить ликвидационные и восстановительные работы: тампонаж скважин, засыпка шурфов и выемок. Обратная укладка растительного слоя, уборка мусора.

Для соблюдения мер по сохранению почвенного слоя, под каждую скважину необходимая площадь земель не должна превышать 50 м².

Поверхность изыскиваемой территории легкоранима и подвержена разрушению при техногенных воздействиях, которые могут привести к изменению термодинамической устойчивости мерзлых грунтов и вызвать появление нежелательных криогенных процессов (темроэрозия, термокарст, пучение). Поэтому при выполнении изыскательских работ должны быть приняты меры к сохранению растительного покрова почв, грунтов. Особое внимание должно быть обращено на недопущение ухудшения условий поверхностного стока, которое может привести к развитию термокарста или наледеобразованию. Возникшие в результате изысканий очаги термокарста в виде затопленных западин ликвидируются засыпкой грунтом.

По завершении инженерно-геологических изысканий должны быть проведены ликвидационные работы, включающие тампонаж и засыпку с установкой таблички с номером скважины, датой и глубиной бурения.

Ответственность за состояние и охрану окружающей среды возлагается на руководителя работ или лицо, официально замещающее его.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам анализа обследования состояния магистрального нефтепровода Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе» на исследуемом объекте были выявлены участки с I, II и III категорией опасности.

На участках с I категорией ввиду превышения расчетных изгибающих напряжений, предела текучести материала трубы существует высокая вероятность наличия дефектного участка трубопровода.

Участки со II категорией имеют повышенную вероятность возможного наличия дефектов, связанных с потерей устойчивости стенки трубы.

На участках с III категорией имеется вероятность наличия дефектов. Напряжения изгиба или суммарные напряжения в этих участках превышают допустимые, однако ввиду возможного в этом месте наличия отвода холодного гнутья повышает надежность этого участка. Повышение надёжности объясняется тем, что напряжения в участке трубопровода с установленным отводом холодного гнутья не превышают допустимые.

Дальнейшая эксплуатация участка может привести к развитию и прогрессированию деформаций в трубопроводе.

Для подтверждения наличия дефектов на данных участках необходимо провести ВТД. или шурфование с целью определения уточняющего местоположения отводов холодного гнутья и радиусов упругого изгиба поворота трассы. В случае, если в месте предполагаемого дефекта обнаружится отвод холодного гнутья, необходимо произвести поверочный расчет его НДС. Если НДС отвода холодного гнутья не будет удовлетворять условиям прочности, необходимо ограничить технологически параметры перекачки продукта по участку, либо выполнить переукладку участка трубопровода по специально разработанному проекту. При обнаружении дефекта в результате ВТД данный участок подлежит замене по специально разработанному проекту.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Земенков Ю.Д. Выполнение выпускных квалификационных работ и курсовых проектов: учебное пособие/Земенков Ю.Д., Чекардовский С.М., Земенкова М.Ю., Дмитриева Е.А. – Тюмень: ТИУ, 2017 – 80с.

2. Шагиев Р. Г., Гареев М. М., Альмухаметова Д. А. Построение математиче-ской модели снижения гидравлического сопротивления с учетом деградации на основе опытно-промышленных испытаний // Проблемы сбора, подготов-ки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. № 3 (101). С. 140–148.

3. Эксплуатация магистральных и технологических нефтегазопроводов. Объекты и режимы работы [Текст]: учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки специалистов 130500 "Нефтегазовое дело" / В. О. Некрасов [и др.]; под общ. ред. Ю. Д. Земенкова ; ТюмГНГУ. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. - 282 с.

4. Земенкова, М.Ю., Сероштанов, И.В., Земенков, Ю.Д., Костров, В.А. Технология прогнозного контроля надежности нефтегазовых объектов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2015. – № 36. – С. 14-20.

5. Транспорт и хранение нефти и газа в примерах и задачах [Текст]: учебное пособие для студентов нефтегазового профиля / Г. В. Бахмат [и др.]; ред. Ю. Д. Земенков; ТюмГНГУ. - Тюмень : Вектор Бук, 2014. - 544 с.

6. Полевой отчет «Проведение технической экспертизы принятых проектных решений по объекту: «Инженерная защита магистрального нефтепровода «Ванкорское месторождение - НПС «Пурпе», ОИСИ ОАО «Гипротюменнефтегаз», июль 2018г.

7. Земенкова, М.Ю., Сероштанов, И.В., Земенков, Ю.Д., Костров, В.А. Техно-логия прогнозного контроля надежности нефтегазовых объектов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2015. – № 36. – С. 14-20.

8. Гидрология заболоченных территорий зоны многолетней мерзлоты Западной Сибири (под ред. С.М.Новикова), Санкт-Петербург, 2018 г.;

9. Эксплуатация магистральных и технологических нефтегазопроводов. Процессы: Учебное пособие. Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014 – 393 с.

10. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов».

11. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств».

12. Интеллектуальные системы диагностики и методы неразрушающего контроля при мониторинге надежности систем транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов и газа : учебное пособие / С.Ю. Торопов, М.Н. Редутинский, А.Н. Давыдов и др. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. – 552 с

13. Морецкий В. Ю., Жолобов В. В., Варыбок Д. И. Влияние взаимного расположения технологического оборудования на гидравлическое сопротивление // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. № 1(28). С. 53–61.

14. Атлас ЯНАО, ФГУП «Омская картографическая фабрика»,2004 г

15. ГОСТ 31441.1-2011. Оборудование неэлектрическое, предназначенное для применения в потенциально взрывоопасных средах.

16. ГОСТ 25100-2011 Грунты Классификация

17. ГОСТ 25358-2012 Грунты. Метод полевого определения температуры.

18. ГОСТ 26423-85. Почвы. Методы определения удельной электрической проводимости, pH и плотного остатка водной вытяжки

19. СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть VI. Правила производства геофизических исследований»

20. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы

21. СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования.

22. СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство.