

«Утверждаю»
Главный инженер
ООО «Молдоватрансгаз»
Байдауз И.Е.
« 02 » 01 20 22 г.

Техническое задание на проведение комплексной диагностики с применением бесконтактного магнитометрического метода (БММ).

1. Цель и задачи комплексного диагностического обследования газопроводов:

Целью комплексного диагностического обследования газопровода является оценка его технического состояния на момент проведения обследования, а также разработка рекомендаций по обеспечению безопасных и надежных условий эксплуатации с целью предупреждения аварий.

К задачам, решаемым при комплексном техническом диагностировании газопровода, относятся:

- обнаружение на внутренних и наружных поверхностях труб, включая сварные швы, нарушений сплошности металла (прожог, расслоение, неметаллическое включение, раковина, усталостная и стресс-коррозионная трещины, коррозионная язва, задиры, канавка, царапина, плена, рванина, непровар), а также вмятин, гофр, смещений кромок и пр.;
- выявление возможных утечек газа;
- выявление нарушений NRS 35-04-74:2006, СНиП 2.05.06-85* и в охранных зонах МГ, определяемых согласно Постановлению Правительства Р. Молдова №1104 от 14.11.2018 «Положение об охранных зонах сетей природного газа»;
- оценка коррозионного состояния газопровода в контрольных шурфах и на открытых участках с составлением соответствующих актов и заключений согласно применённым методам неразрушающего контроля;
- определение состояния изоляционного покрытия и глубины заложения трубопровода;
- оценка состояния и эффективности средств электрохимической защиты в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164;
- оценка коррозионной активности грунтов;
- выдача рекомендаций по выполнению ремонта обнаруженных дефектов;
- оценка работоспособности участков по результату выполненных контрольных шурфов (расчет допустимой толщины стенки, расчёт допускаемого рабочего давления, расчёт остаточного ресурса).

2. Требования к исполнителю технического диагностирования:

Исполнитель технического диагностирования должен иметь:

- лабораторию НК, компетентность которой подтверждена документально в соответствии с законодательством Р. Молдова (наличие Сертификата Аккредитации);
- измерительные приборы и оборудование, необходимые для проведения заявленных видов работ по техническому диагностированию, укомплектованные разрешительной документацией, оформленной в установленном порядке;
- документы, подтверждающие квалификацию персонала, достаточную для проведения заявленных работ по техническому диагностированию, а также знания правил безопасности при выполнении данных работ;

Исполнитель технического диагностирования должен руководствоваться нормативными правовыми актами и техническими документами, устанавливающие правила ведения работ для

опасных производственных объектах.

3. Первичные исходные данные объектов подлежащих диагностическому обследованию (согл. Приложения. №1):

- наименование и назначение газопровода (участка);
- местонахождение газопровода;
- давление газа (проектное, фактическое-максимальное за отчетный период, год);
- год ввода в эксплуатацию;
- место подключения к магистральному газопроводу;
- способ прокладки газопровода;
- сведения о трубах (конструкция, марка стали, диаметр и толщина стенки);
- конструкция и тип изоляционного покрытия;
- обзорная схема газопровода (Приложение №2);
- переходы через автомобильные и железные дороги;
- воздушные переходы через балки, овраги, реки, болота;
- конструктивные узлы - перемычки, крановые узлы, компенсаторы;
- сведения об установках катодной (УКЗ), протекторной (УПЗ) и дренажной (УДЗ) защиты;
- сведения об особенностях рельефа и коррозионной агрессивности грунта на местности;
- сведения о выполненных ранее диагностических обследованиях.

4. Порядок проведения обследования трубопровода с использованием бесконтактного магнитометрического метода:

4.1 При обследовании газопровода исполнитель обязан организовать и провести работы с применением приборов, позволяющие выявить все дефекты основного металла и металла сварных соединений, являющихся источниками концентраций механических напряжений.

4.2. Произвести регистрацию и запись напряженности магнитного поля в память накопителя магнитометра при движении оператора с прибором вдоль оси газопровода.

4.3. Шаг записи параметров магнитного поля (шаг сканирования) не должен превышать 0,25метра.

4.4. Выявить участки с повреждениями изоляционного покрытия газопровода.

4.5 Проведение бесконтактного магнитометрического обследования трубопровода предусматривает выполнение следующих работ:

- анализ проектной, исполнительной и эксплуатационной документации трубопровода;
- визуальный осмотр трассы трубопровода;
- подготовительные работы для проведения обследования;
- обследование трубопровода;
- камеральная обработка данных обследования, оценка технического состояния участков трубопровода;
- разметка участков трубопровода под контрольные шурфы;
- дополнительный дефектоскопический контроль трубопровода арбитражными методами в контрольных шурфах;
- оформление результатов обследования (составление «Заключения о техническом состоянии трубопровода»).

4.6 Содержание и последовательность проведения работ.

4.6.1 Полевые работы.

- Сплошное (100% протяженности) бесконтактное сканирование магнитного поля газопровода методом магнитной памяти, для выявления локальных концентраций механических напряжений в зоне с дефектом типа «потеря металла» (внешняя и внутренняя коррозия) или других видов дефектов. А также с участками отклонения уровня концентраций механических напряжений, не связанных с дефектами металла (в местах провисов, прогибов, оползневых нагрузок, потери устойчивости газопровода);

-Определение абсолютных географических координат оси газопровода и контрольных точек газопровода (КИК; крановые узлы; углы поворота; воздушные переходы; переходы через а/д, ж/д,

речки, озера; сторонние коммуникации и т.д);

- Контроль (приборное обследование) качества наружной изоляции трубопровода с поверхности земли электрометрическим методом по всей трассе;
- Определение удельного сопротивления грунтов по всей протяженности газопровода;
- Выявление, определение блуждающих токов;
- Обследование неразрушающими методами контроля в поверочных (контрольных) шурфах для оценки технического состояния трубы;

4.7 Расчет параметров безопасности по данным БММ:

4.7.1 Предварительная расшифровка данных обследования для выбора участков газопроводов под поверочные (контрольные) шурфы, назначение которых определяет фактическую степень опасности дефектных участков и выбора тарифовочных коэффициентов для дальнейших расчетов при камеральных работах.

4.7.2 Определение (назначение) фактических, потенциально опасных участков для дальнейших расчетов безопасного срока дальнейшей эксплуатации;

4.7.3 Ранжирование аномалий по степени концентрации напряжения по величине F (согласно РД 102-008-2002);

4.7.4 Расчет скорости коррозии трубопровода согласно НТД, мм/год;

4.7.5 Определение значения показателя, численно характеризующего фактора защищенности средствами ЭХЗ, установленные в соответствии с ГОСТ Р 51164-98;

4.7.6 Оценка и анализ состояния изоляционного покрытия газопровода (согласно ВРД 39-1.10-026-2001г.) по результатам электрометрических измерений;

4.7.7 Определение текущего технического состояния и рекомендации по первоочередным ремонтным или профилактическим работам;

4.7.8 Расчет максимально-допустимого безопасного рабочего давления и периода безопасной эксплуатации на всех участках газопровода, оценка остаточного ресурса;

5. Оформление результатов обследования:

По результату анализа всей собранной информации оформляется «ЗАКЛЮЧЕНИЕ о техническом состоянии объекта диагностики». В процессе формирования Заключения полученную информацию систематизируют с отражением основных результатов в виде таблиц, графиков и совмещенной ситуационной план-схемы трассы трубопровода. Допускается использование специального программного обеспечения, позволяющего автоматически генерировать сопроводительную часть Заключения для формирования базы данных технического состояния трубопровода. Заключение должно включать следующие разделы:

- Вводную часть, содержащую сведения об основании для проведения работы, данные об диагностической организации, о технических средствах, примененных при выполнении работ по комплексной диагностике.

- Результаты анализа проектной, исполнительной и эксплуатационной документации и других представленных организацией-владельцем сведений об объекте диагностики.

Результаты обследования представляются в виде таблиц, Актов и Протоколов и графически отражаются на совмещенной план-схеме трубопровода. При наличии программного обеспечения автоматически заполняется база данных результатов обследования для паспортизации трубопровода.

- Выводы и рекомендации: на основании Ведомости выявленных аномалий магнитного поля и результатов неразрушающего контроля на вскрытых участках трубопровода в контрольных шурфах составляется итоговая таблица ранжирования участков трубопровода на классы, по техническому состоянию.

- Приложение : Основные материалы магнитометрического обследования (магнитограммы, профилограммы глубины залегания трубопровода, первичная информация в виде совмещенной план-схемы результатов магнитометрического обследования), Акты и Протоколы дополнительного дефектоскопического контроля арбитражными методами, а

также, при необходимости, результаты других видов экспертного обследования (итоговые таблицы определения коррозионной агрессивности грунта, коррозионной ситуации в целом, карты дефектоскопического контроля, результаты расчета остаточного ресурса).

6. Требования, содержания, порядок и последовательность предоставления, отчета по комплексного диагностического обследования газопровода.

По результатам выполненного анализа и расчетов в объеме комплексного диагностического обследования газопровода составляется предварительный (проект) отчет для дополнительного изучения техническими специалистами эксплуатирующей организации и внесения возможных дополнений и согласований. Окончательный вариант отчета, принятый обеими сторонами по полноте и содержания в соответствии с требованиями настоящего технического задания, нормативных документов, а также договорным условиям должен быть оформлен и содержать:

1. Карты – схемы и диаграммы распределения аномалий инспектируемого газопровода.
2. Ведомости выявленных аномалий, результаты расчётов параметров работоспособности газопровода.
3. Журнал аномалий с привязками к наземным маркерам.
4. Плотность распределения аномалий по индексу опасности F (согласно РД 102-008-2002).
5. Плотность распределения аномалий по уровню напряжений.
6. Плотность распределения аномалий по величине безопасного давления.
7. Безопасное рабочее давление.
8. Ведомость аномалий с указанием параметров работоспособности газопровода.
9. Период безопасной работы дефектного участка газопровода при безопасном рабочем давлении.
10. Таблица с расчётами скорости коррозии трубопровода по результатам электрометрических измерений, мм/год.
11. Анализ эффективности работы станции катодной защиты газопровода и расчёт остаточного ресурса работы анодных заземлителей, в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.
12. Таблица оценки анализа состояния изоляционного покрытия г/п (согласно ВРД 39-1.10-026-2001г.) по результатам электрометрических измерений и сроками его ремонта.
13. Таблица оценки коррозионной активности грунтов вдоль оси газопровода (согласно ГОСТ Р 51164-98.) по результатам электрометрических измерений.
14. Акты обследования в контрольных шурфах (с фотографиями).
15. Рекомендации по ремонту.
16. Выводы.

7. Перечень законодательных, нормативных актов и нормативно-технических документов:

1. Закон Р. Молдова №116 от 18.05.2012г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
2. Постановление Правительства Р. Молдова №1104 от 14.11.2018 «Положение об охранных зонах сетей природного газа»;
3. NRS 01-03:2013 «Общие процедуры проведения экспертизы промышленной безопасности»;
4. RG 35-04-29:2005 «Оценка технического состояния подземных газопроводов»;
5. RG 35-01-72:2006 «Порядок продления срока безопасной эксплуатации технических устройств и сооружений на опасных производственных объектах»;
6. NRS 35-04-74:2006 «Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов»;
7. СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы»;
8. СТО Газпром 2-3.5-045-2006 «Порядок продления срока безопасной эксплуатации линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром»»;

9. СТО Газпром 2-3.5-252-2008 «Методика продления срока безопасной эксплуатации» МГ ОАО «Газпром».
10. СТО Газпром 2-2.3-095-2007 «Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов»;
11. СТО Газпром 2-2.3-112-2007 «Методические указания по оценке работоспособности участков МГ с коррозионными дефектами».
12. СТО Газпром РД 39-1.10-088-2004 «Регламент электрометрической диагностики линейной части магистральных газопроводов»;
- ВРД 39-1.10-026-2001 «Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов».
13. СТО Газпром 2-2.4-083-2006 «Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов»;
14. РД 03-606-03 «Инструкция по визуальному и измерительному контролю»;
15. СТО Газпром 2-2.2-136-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов (часть I)»;
16. СТО Газпром 2-2.3-137-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов (часть II)»;
17. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
18. СТО Газпром 9.2-003-2009 «Защита от коррозии. Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений».
19. Р 51-31323949-42-99 «Рекомендации по оценке работоспособности дефектных участков газопроводов»;
20. СТО Газпром 2-2.3-361-2009 «Руководство по оценке и прогнозу коррозионного состояния линейной части магистральных газопроводов»;
21. ВРД 39-1.10-063-2002 - Инструкция по оценке работоспособности и отбраковке труб с вмятинами и гофрами.
22. СТО Газпром 2-2.3-310-2009 «Организация коррозионных обследований объектов ОАО «Газпром». Основные требования»;
23. СТО Газпром 2-2.3-253-2009 «Методика оценки технического состояния и целостности газопроводов»;
24. РД 51-1-98 «Методика оперативной компьютерной диагностики локальных участков газопроводов с использованием магнитной памяти металла»;
25. РД 09-102-95 «Методические указания по определению остаточного ресурса потенциально-опасных объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России»;
27. РД 102-008-2002 «Инструкция по диагностированию технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом».

Нач. ПТО

Нач. ЛЭО

/ Нач. ЭХЗ

Нач. ОИиЭПБ

Галацан Н.Н

Кондратие Г.Л.

Постовану А.И.

Брынзе Д.Б.

Таблица №1: Первичные исходные данные объектов, подлежащих диагностическому обследованию (БМД)

№№ п/п	Наименование газопроводов	Местопрохож- дение газопровода	Характеристики газопроводов						Давление газа, кгс/см ²	Место подклю- чения к МГ	Способ укладки г/п-отвода	Конструк- ция защит- ного покрытия	Проведенное обследование	
			Год ввода	Диаметр (мм)	толщина стенки мм	Протя- женность (км)	марка стали	проект- ное	птах вых. за отч. период 2021				Год	Метод
1	2		3	5		4								6
II. Газопроводы-отводы														
Дроковский ЛПУ														
1	Хэлэрзүц		1996	108	4,0-5,4	5,40	ст 10	55,0	36,1	5,2 км г/п-отв. ОАМП	подземный	пленочная	2005	ИПИ
2	Окница		1994	219	4,8-6,2	2,50	ст 10	55,0	36,1	14,6 км г/п-отв. ОАМП	подземный	битумная	2005	ИПИ
3	Фрунзэ	Р-н Окница	1995	219	6,1-6,3	1,10	КЗ8	55,0	36,1	26,2 км г/п-отв. ОАМП	подземный	пленочная	2005	ИПИ
4	Атаки		1995	219	8,4-10,9	1,20	ст 20	55,0	36,1	46,0 км г/п-отв. ОАМП	подземный	битумная	2005	ИПИ
5	Бырлэдэнь		1996	159	5,9-6,0	1,30	К 34	55,0	35,9	605,3 км МГ АЧБ	подземный	битумная	2003	ИПИ
6	Первомайское		1988	89	3,9-4,7	2,10		55,0	35,8	566,3 км МГ АЧБ	подземный	пленочная	2005	ИПИ
7	Шуры	Р-н Дрокия	2005	108	5,00	11,24	ст 20	55,0	35,8	0,4 км г/п-отв. Первомайск	подземный	пленочная	2005	ИПИ
8	Дрокия		1988	219	7,10	0,80	ст 20	55,0	35,8	559,6 км МГ АЧБ	подземный	пленочная	2006	ИПИ
9	София		1994	325	5,6-6,5	1,30	ст 20	55,0	35,7	546,6 км МГ АЧБ	подземный	битумная	2005	ИПИ
10	Александрень	Р-н Сынжерей	2001	426	6,9-7,2	4,90	ст 20	55,0	36,0	526,9 км МГ АЧБ	подземный	битумная	2004	ИПИ
11	Ильичевка	Р-н Флорешть	1994	108	3,9-6,1	7,04	ст 20	55,0	35,7	517,1 км МГ АЧБ	подземный	битумная	2005	ИПИ
12	Сорока	Р-н Флорешть- Сорока	2005	219	6,00	19,50	ст 20	55,0	35,7	"0" кран. узел г/п-отв.	подземный	битумная	2005	ИПИ
13	Парканы	Р-н Сорока	2005	159	5,00	1,50	ст 20	55,0	35,7	Флорешть	подземный	битумная	2005	ИПИ
14	Гиндешть	Р-н Флорешть	1997	219	5,3-7,9	7,20	КЗ8	55,0	35,7	Сорока	подземный	пленочная	2005	ИПИ
15	Котоженъ	Р-н Шолданешть	1996	159	5,0-5,2	0,70	ст 10	55,0	35,7	483,8 км МГ АЧБ	подземный	пленочная	2005	ИПИ
16	Шолданешть	Р-н Шолданешть	1989	108	5,00	1,10	ст 10	55,0	35,7	473,8 км МГ АЧБ	подземный	битумная	2004	ИПИ
										455,5 км МГ АЧБ	подземный	пленочная	2004	ИПИ
Итого по ДЛПУ:						84,18				(УП КСШ)				

Кишиневский ЛПУ

17	Киперчень	Р-н Орхей	2004	159	6,0-6,9	2,78	ст 10	55,0	35,3	"с" кран, узел г/п-отв. Кишинеу	подземный	пеночная	2020	ИПИ
18	Орхей	Р-н Орхей	1987	159	6,0-6,5	0,25	ст 10	55,0	35,3	49,8 км МГ К-Р	подземный	пеночная	2007	ИПИ
19	Селиште	Р-н Орхей	1999	159	6,0-6,5	0,12	17Г1С	55,0	35,3	44 км МГ К-Р	подземный	пеночная	2004	ИПИ
20	Греблешты	Р-н Стрэшень	2004	219	6,0-6,5	0,27	17Г1С	55,0	34,9	6 км г/п-отв. Калараш	подземный	пеночная	2005	ИПИ
21	Речула	Р-н Калараш	2001	159	6,0-6,5	0,08	ст 10	55,0	34,8	30 км г/п-отв. Калараш	подземный	пеночная	2004	ИПИ
22	Зайканы	Р-н Криулень	2001	108	5,0	0,96	ст 10	55,0	34,9	5 км г/п-отв. Криулень	подземный	пеночная	2006	ИПИ
23	Флорень-80	Р-н Ан. Ной	1980	273	8,0-9,0	1,84	К38	55,0	34,8	154 км МГ О-К	подземный	пеночная	2019	ИПИ
24	Кишинев-2 - 160	Р-н Ан. Ной	1998	325	8,0-9,0	0,3	17Г1С-У	55,0	34,8	61,2 км МГ Т-К-М	подземный	пеночная	2019	ИПИ
25	Ермокия	Р-н Штр. Волз	1983	159	4,0	0,4	09Г2С	55,0	51,2	5,5 км г/п-отв. Штр. Волз	подземный	пеночная	2019	ИПИ
26	Саиц	Р-н Кэушень	1995	219	8,8-10	1,87	ст 20	55,0	51,2	166 км МГ РИ	подземный	пеночная	2006	ИПИ
27	Гура Галбень	Р-н Чимишлия	1996	159	4,9-5,2	1,9	К52	55,0	49,2	49,6 км г/п-отв. Чим.-Кот. (Хч.)	подземный	пеночная	2007	ИПИ
Итого по КЛПУ:														
10,77														

28	Садакция	Р-н Бессарабка	1995	152	6,0	0,6	ст 10	55,0	49,2	15 км г/п-отв. Чим.-Кот. (Хч.)	подземный	битумная	2004	ИПИ
29	Чимишлия	Р-н Чимишлия	1991	159	6,0-6,2	2,44	ст 10	55,0	49,3	26,4 км г/п-отв. Чим.-Кот. (Хч.)	подземный	битумная	2004	ИПИ
30	Этулия	Р-н Вулканешть	1991	159	5,5-6,2	0,08	ст 10	55,0	49,3	3,8 км г/п-отв. Рени	подземный	битумная	2020	ИПИ
31	Чимишкиной	Р-н Вулканешть	1991	108	5,0-6,0	0,48	ст 10	55,0	49,3	8,5 км г/п-отв. Рени	подземный	битумная	2020	ИПИ
32	Комрат	Р-н Тараклия-Ч. Луинга-Комрат	1986	325	5,3-7,9	20,068	ст 3, ст 10	55,0	49,4	229,2 км МГ РИ	подземный	битумная	2004	БММ
33	Твардица	Р-н Тараклия	1998	89	4,0	1,78	св 1	55,0	49,4	5,5 км г/п-отв. Комрат	подземный	битумная	2004	ИПИ
Итого по ВЛПУ:														
25,448														
ВСЕГО:														
120,39														

Начальник ПТО

Галацан Н.Н.

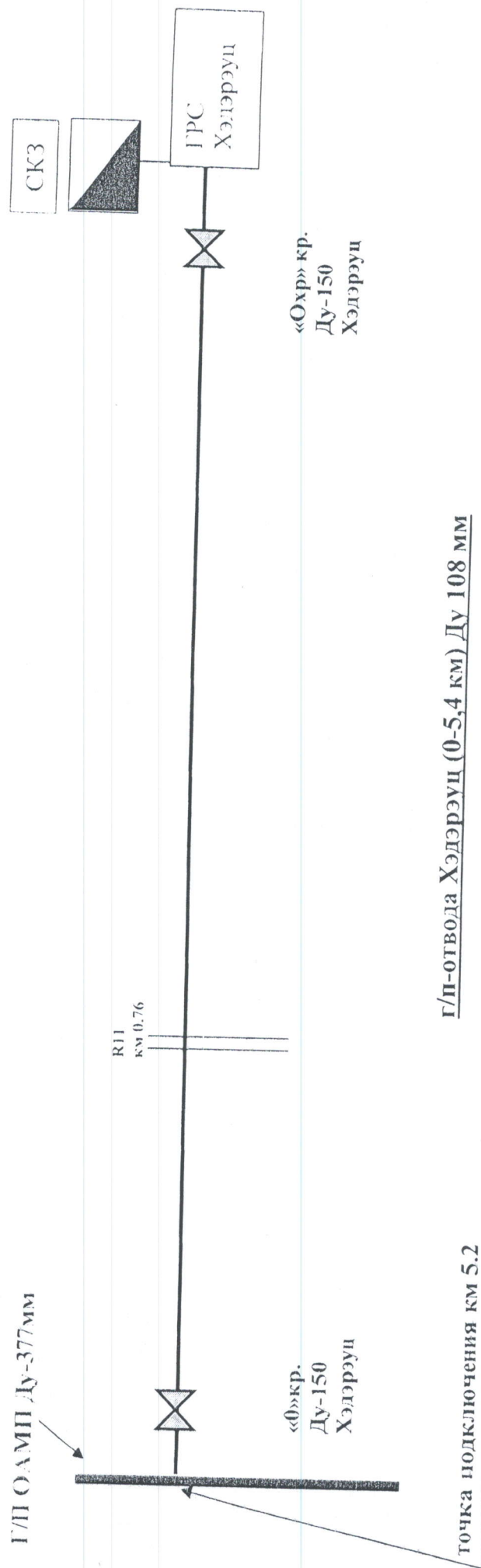
Нач. ЛЭО

Кондратие Г.Л.

Нач. ЭХЗ

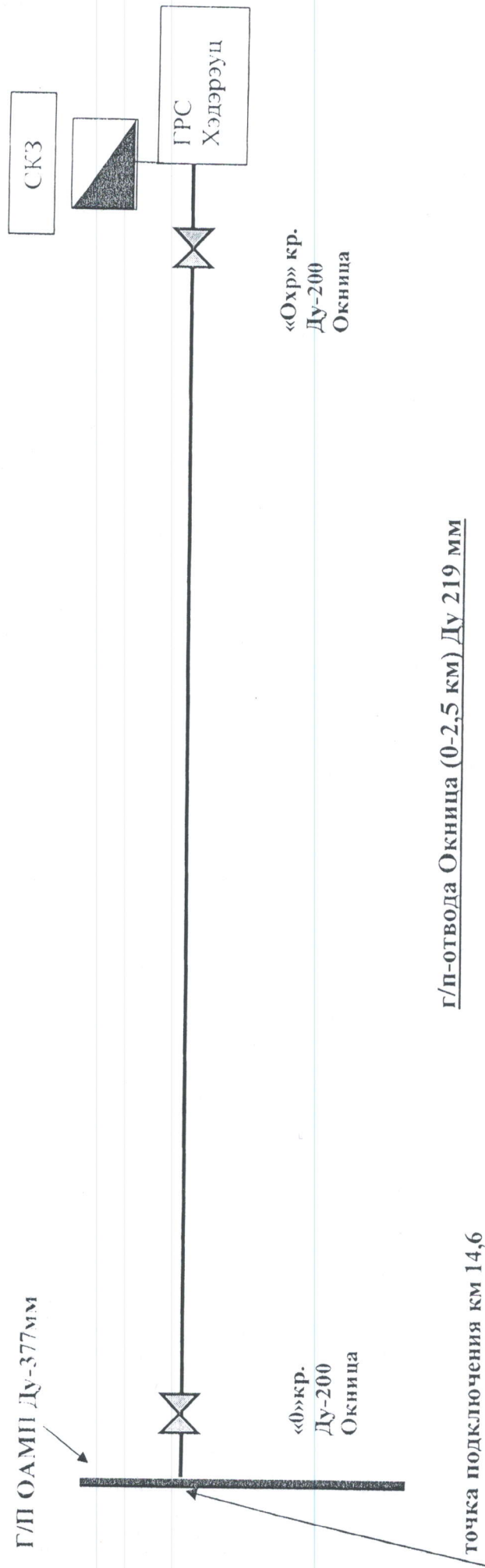
Постовану А.И.

ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА Г/п-отвода Хэдэрүүц (0-5,4 км)



Составил: Начальник ЛЭС ДЛП *Г. М. Рубу* Г. М.
David V.

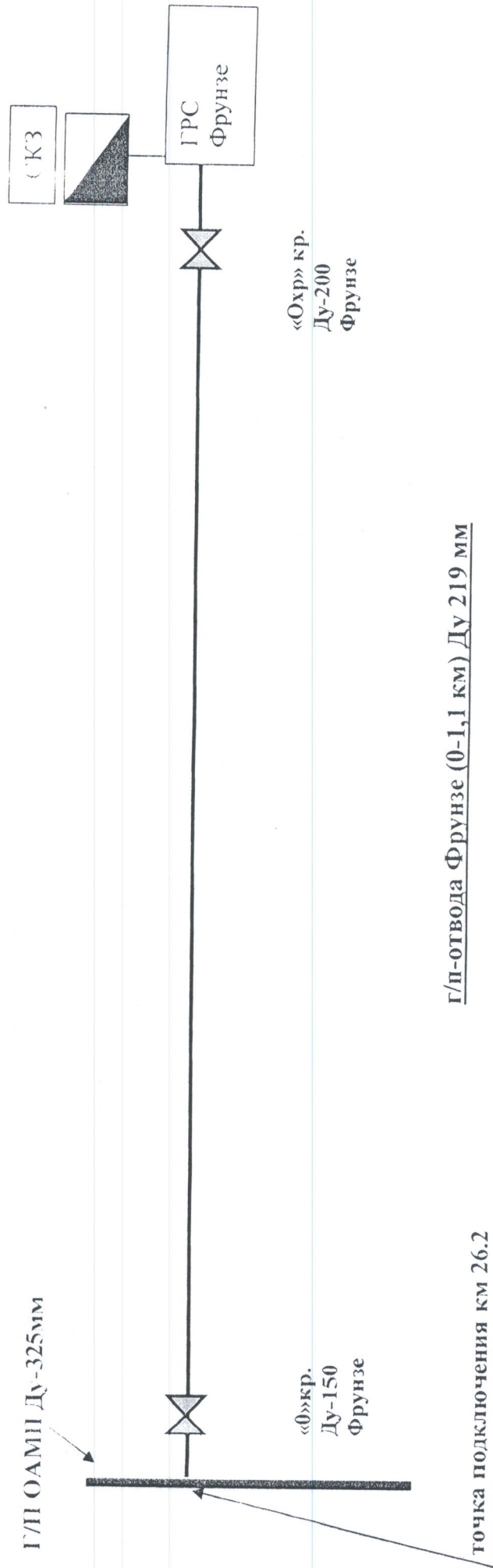
ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА Г/п-отвода Окница (0-2,5 км)



Составил: Начальник ЛЭС ДЛПУ Рубу Г. М.

[Signature]
Abdummin David V.

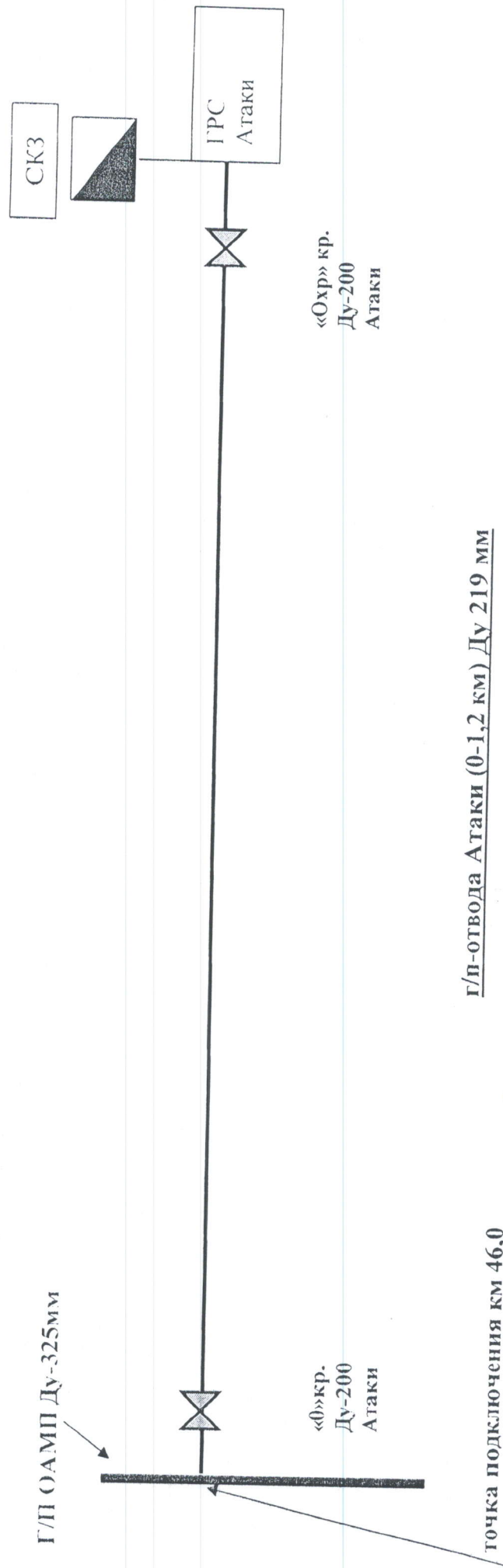
ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА г/п-отвода Фрунзе (0-1,1 км)



Составил: Начальник ЛЭС ДЛНУ Рову Г. М.

[Signature]
[Signature] David V.

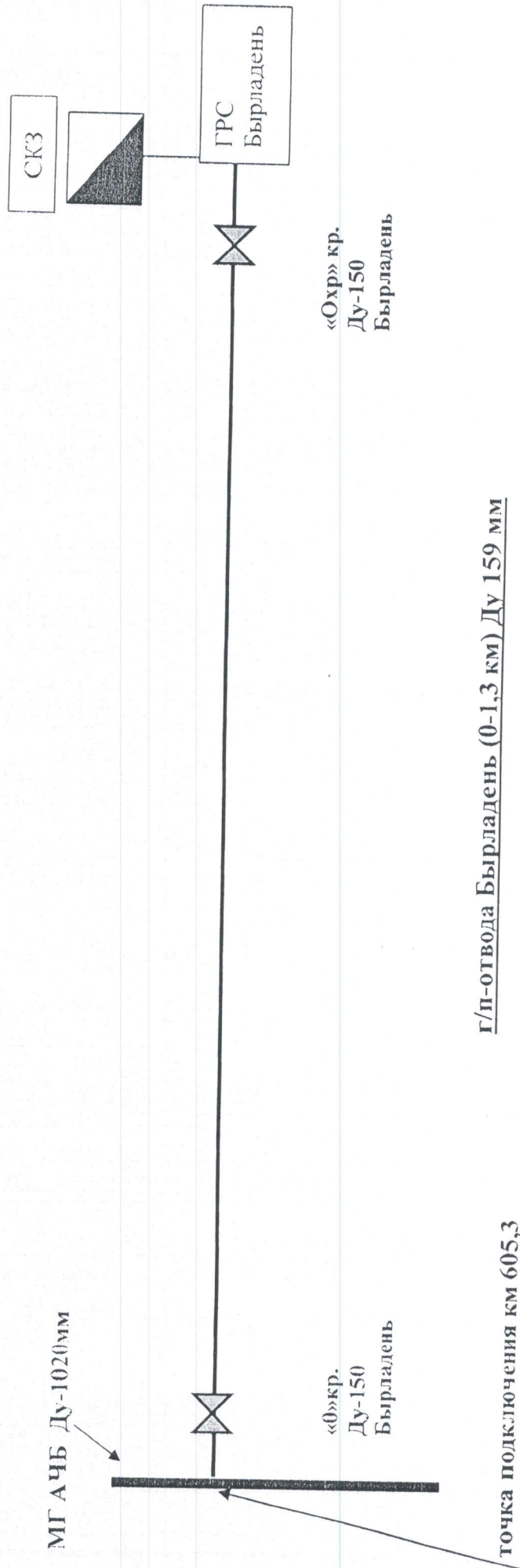
ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА г/п-отвода Атаки (0-1,2 км)



Составил: Начальник ЛЭС ДПП Рубу Г. М.

Г. М. Рубу
Robert David J.

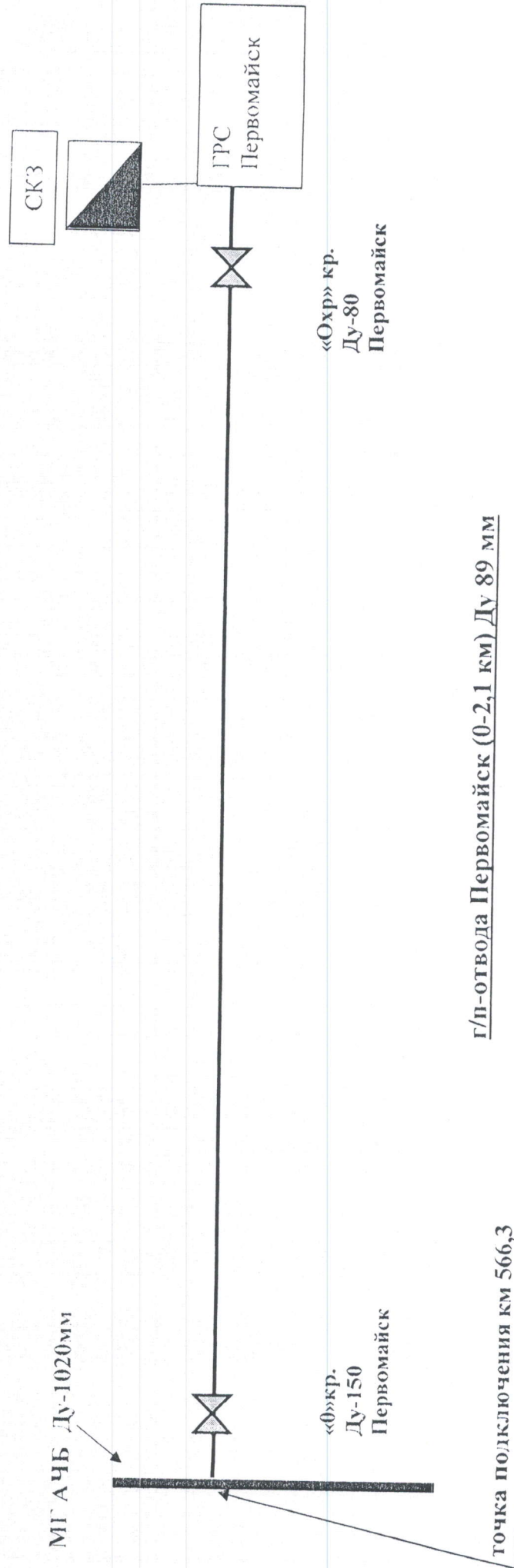
ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА г/п-отвода Бырладень (0-1,3 км)



Составил: Начальник ЛЭС ДЛПУ Гобу Г. М.

[Signature]
David V.

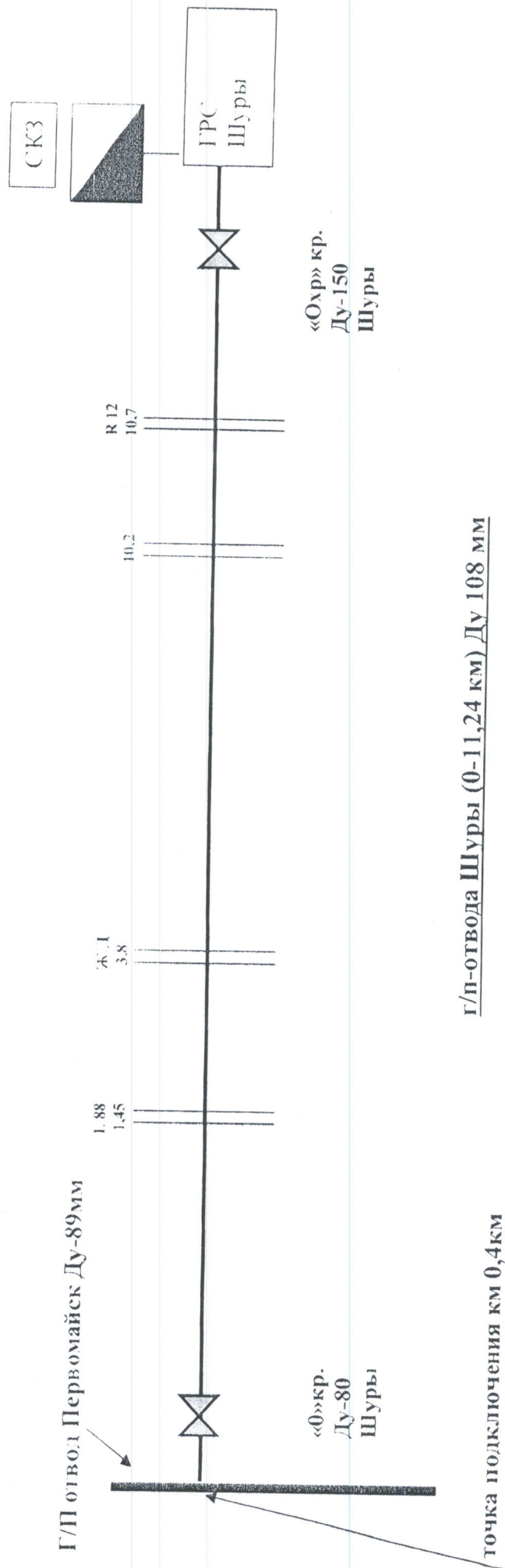
ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА г/п-отвода Первомайск(0-2,1 км)



Составил: Начальник ЛЭС ДЛПУ Робы Г. М.

[Signature]
[Signature]

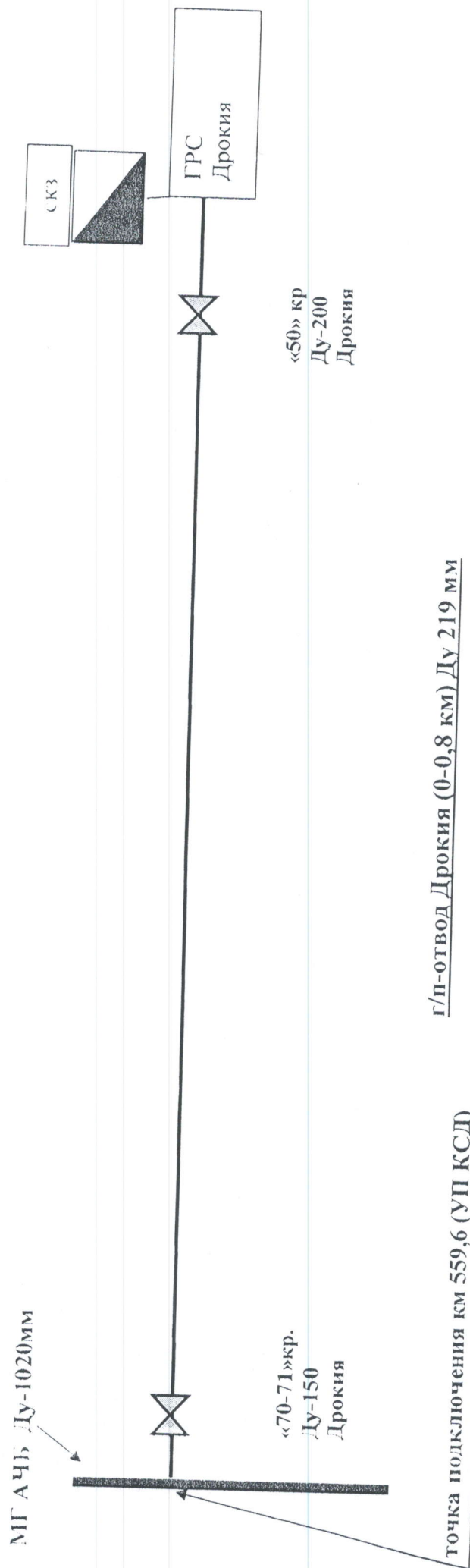
ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА Г/п-отвода Шуры (0-11,24 км)



Составил: Начальник ЛЭС ДЛПУ Ровбу Г. М.

[Signature]
[Signature] David V.

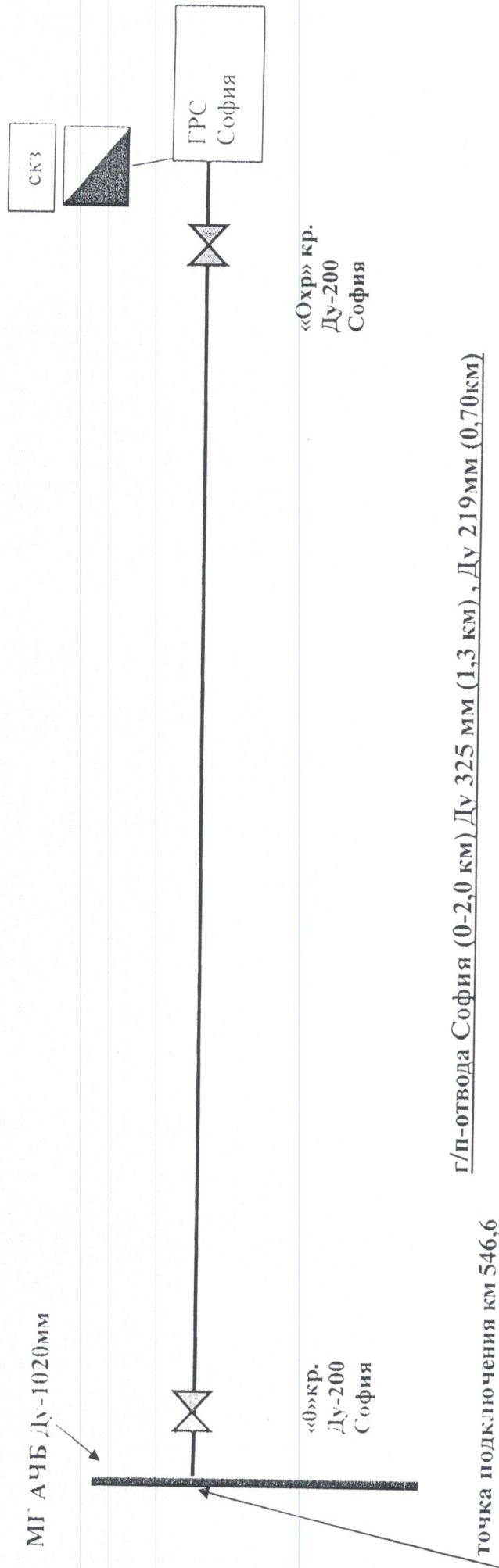
ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА г/п-отвода Дрокия (0-0,8 км)



Составил: Начальник ЛЭС ДДЦУ Робау Г. М.

[Signature]
[Signature]

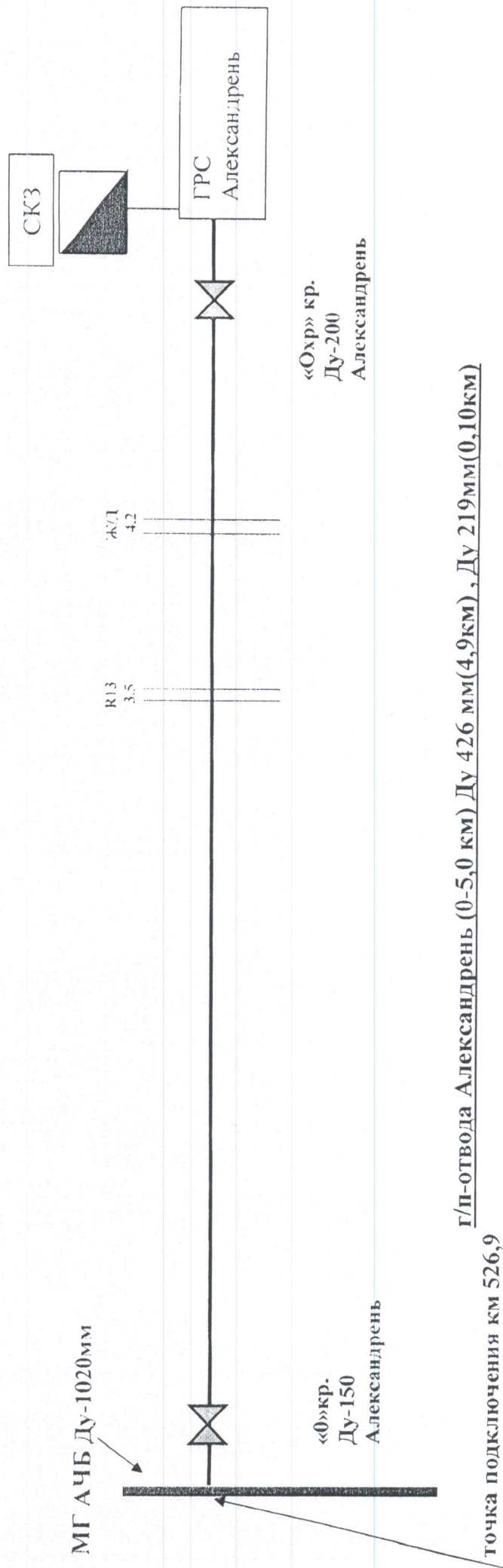
ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА г/п-отвода София (0-2,0 км)



Составил: Начальник ЛЭС ДУПУ Робау Г. М.

[Signature]
[Signature] David V.

ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА г/п-отвода Александрень (0-5,0 км)

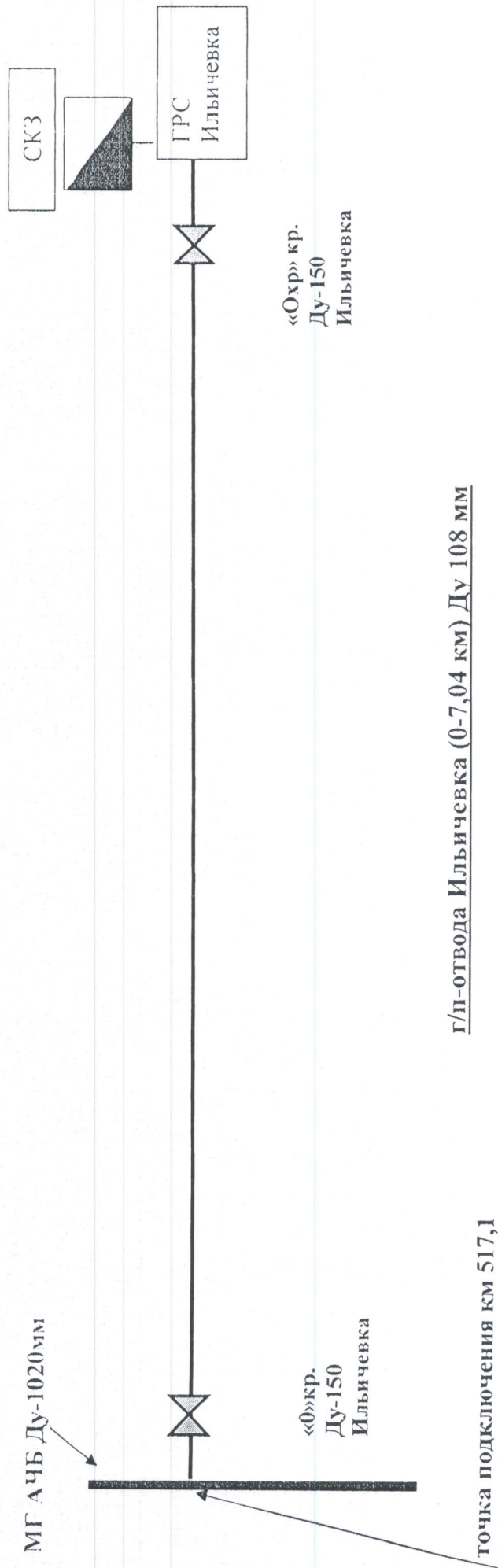


г/п-отвода Александрень (0-5,0 км) Ду 426 мм(4,9км) , Ду 219мм(0,10км)

Составил: Начальник ЛЭС ДЛПУ Нобу Г. М.

[Signature]
[Signature]

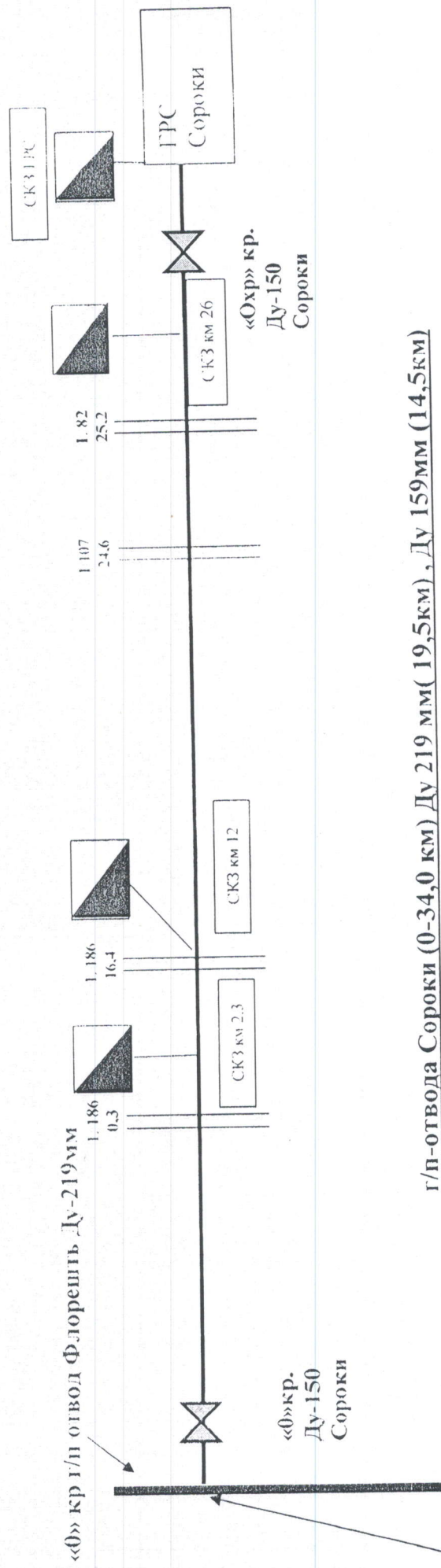
ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА г/п-отвода Ильичевка (0-7,04 км)



Составил: Начальник ЛЭС ДЛНУ Гобу Г. М.

[Signature]
[Signature] David V.

ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА г/п-отвода Сороки (0-34,0 км)

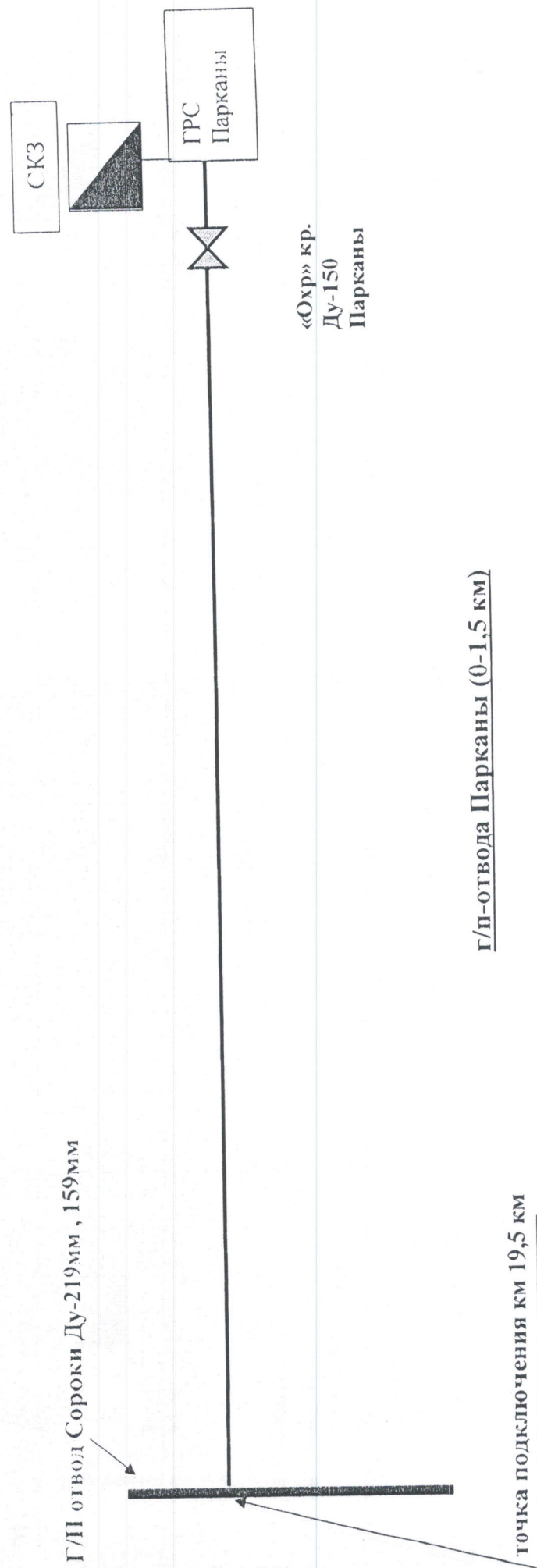


г/п-отвода Сороки (0-34,0 км) Ду 219 мм(19,5км) , Ду 159мм (14,5км)

точка подключения «0»кр г/п отвода Флорешть

Составил: Начальник ЛЭС ДЛСУ *Г. М. Роби* Г. М.
David V.

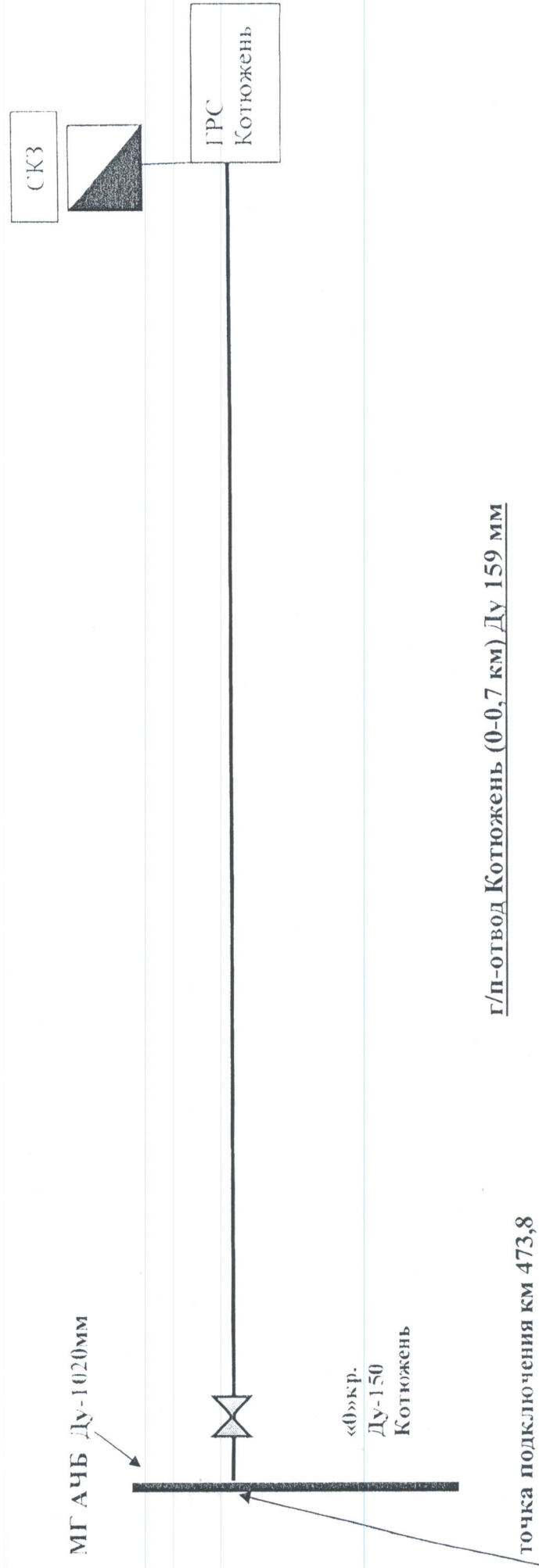
ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА г/п-отвода Парканы (0-1,5 км)



г/п-отвода Парканы (0-1,5 км)

Составил: Начальник ЛЭС ДЛТУ *Ген* Робау Г. М.
David V.

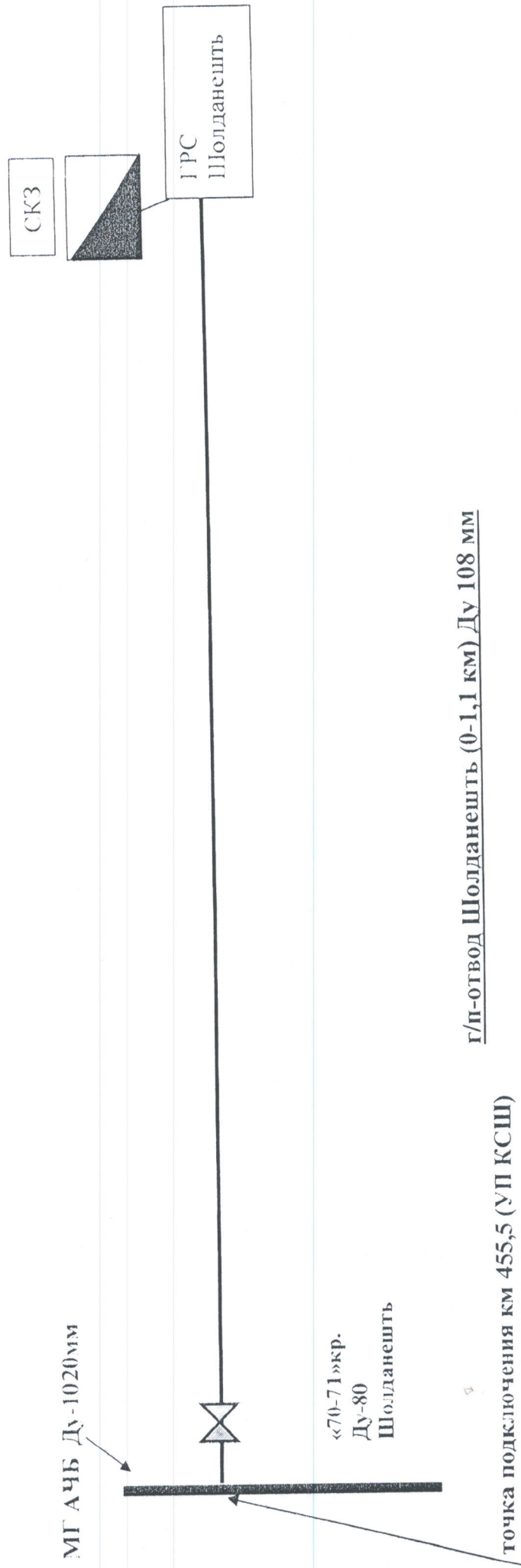
ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА Г/п-отвода Котюжень (0-0,7 км)



Составил: Начальник ЛЭС ДЛНУ Робу Г. М.

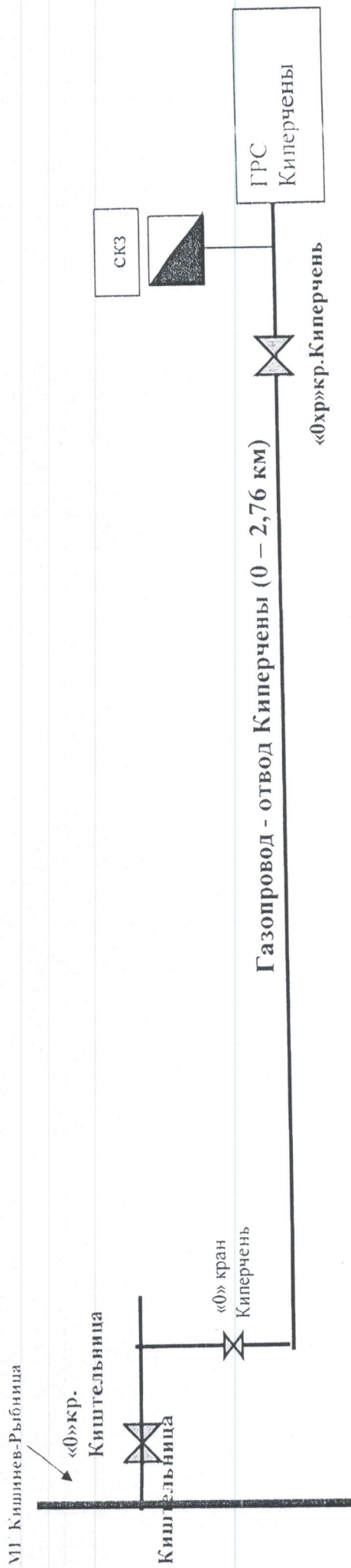



ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА г/п-отвода Шолданешть (0-1,1 км)



Составил: Начальник ЛЭС ДПНУ Ровбу Г. М.
[Signature]
[Signature]

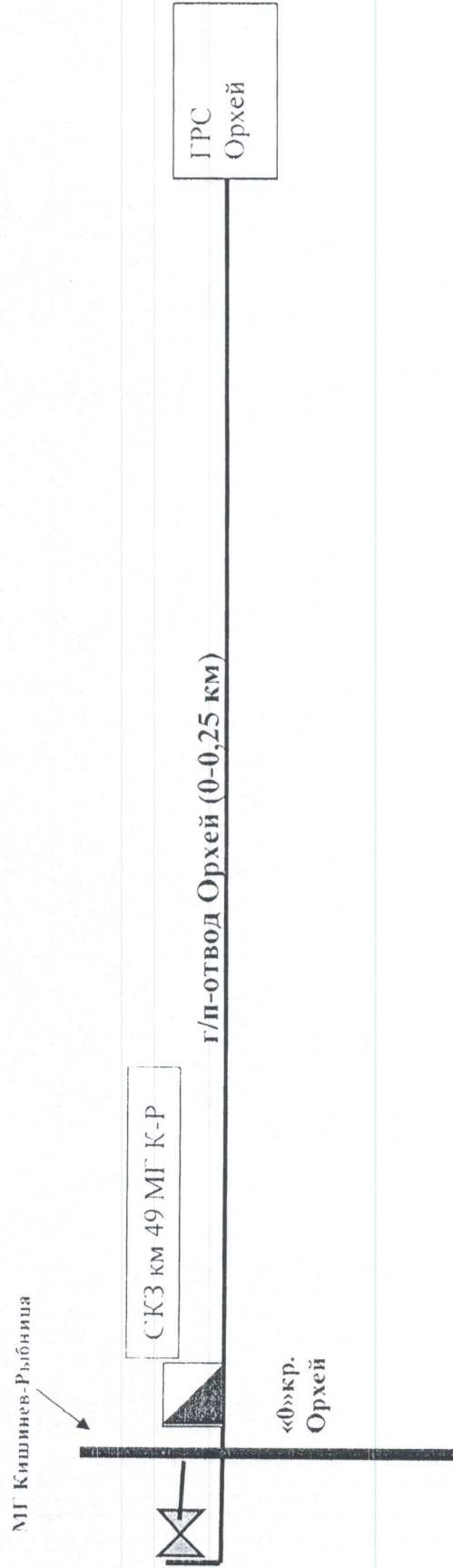
ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА
Газопровод - отвод Киперчены 0 – 2,76 км



Составил: *[Signature]* Начальник ЛЭО Кондратие Г.Л.

[Signature] David V.

ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА г/п-отвода Орхей (0-0,25 км)

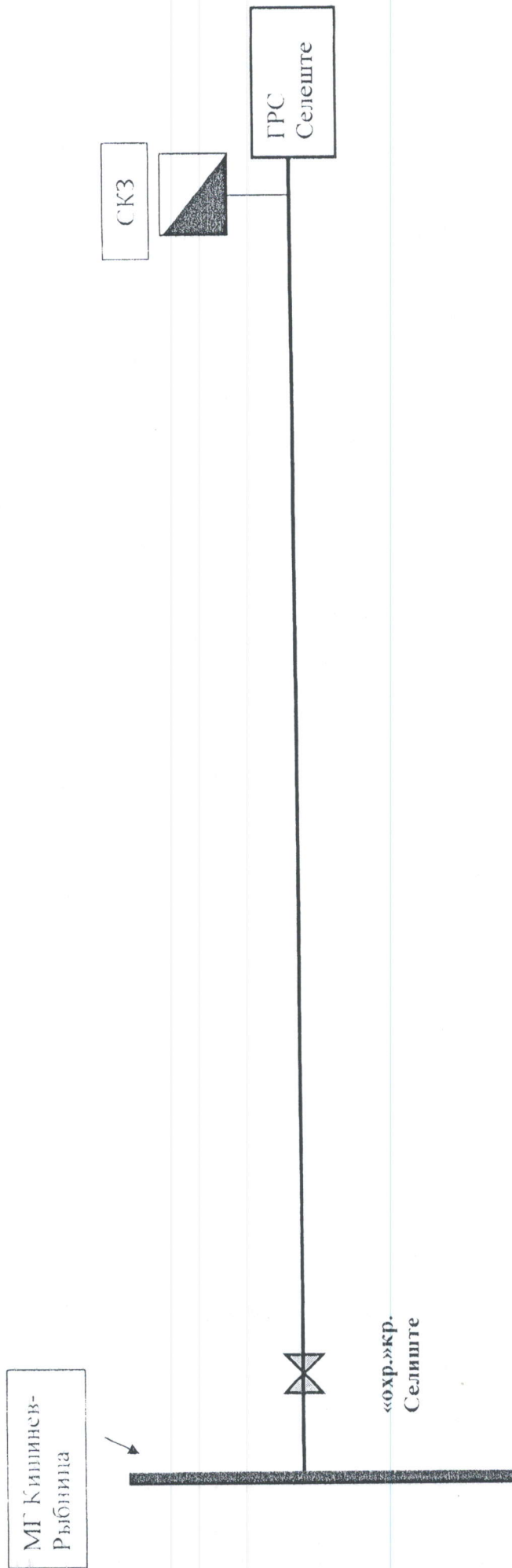


Составил : начальник ЛЭО Г.Л. Кондратие Г.Л.

David V.

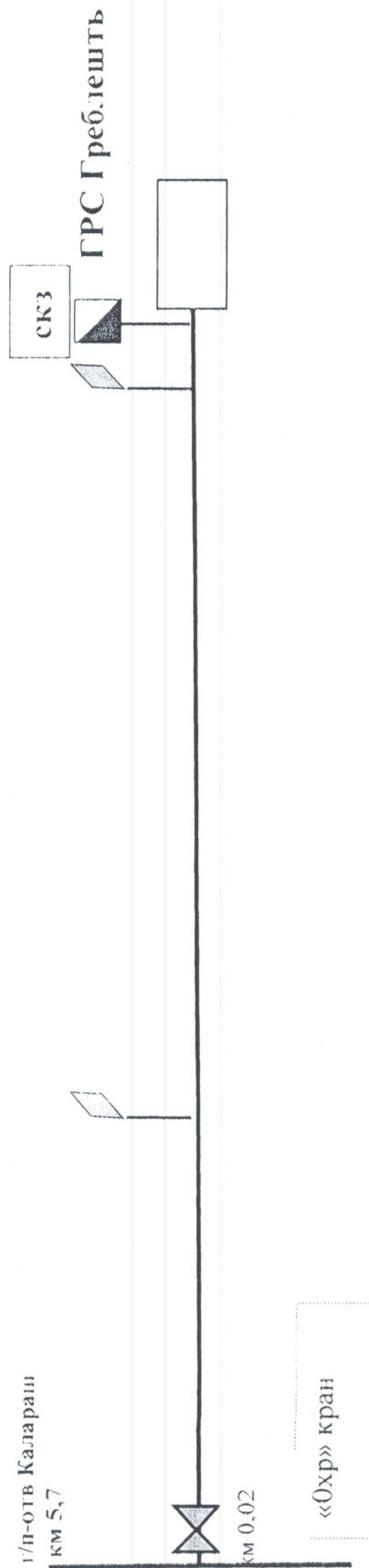
Приложение № 2.19

ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА
Газопровод – отвода к ГРС Селиште (0-0.138)



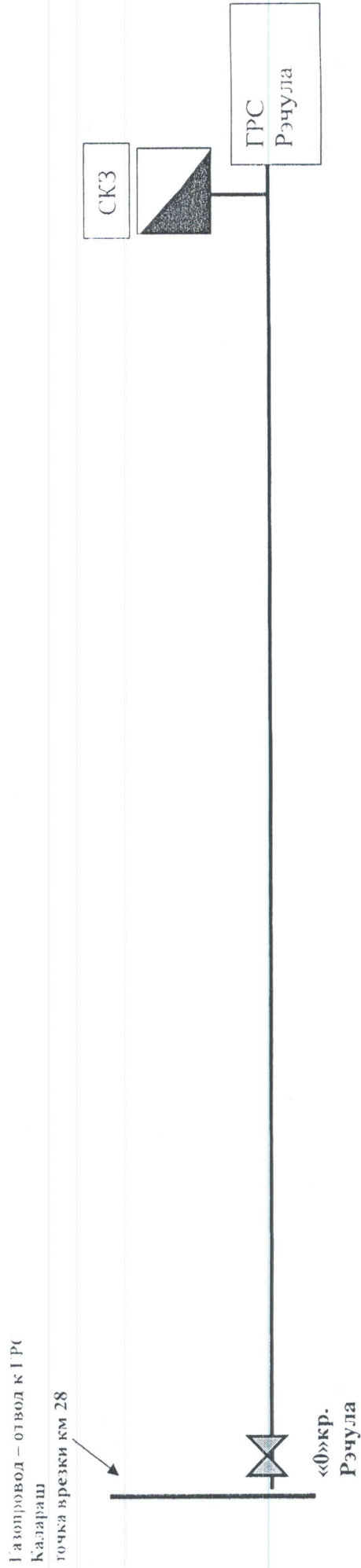
Составил: мастер ЛЭС КЛНУ Штирбул А.А.
Штирбул А.А.
Навук В.А.

II. ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА – ОТВОДА К ГРС Греблешть км 0,02.



Нач.ЛЭО  Кондратие Г.Л.
 Давид В.

ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА
газопровода - отвода к ГРС Рэчула (0 – 0,08 км)



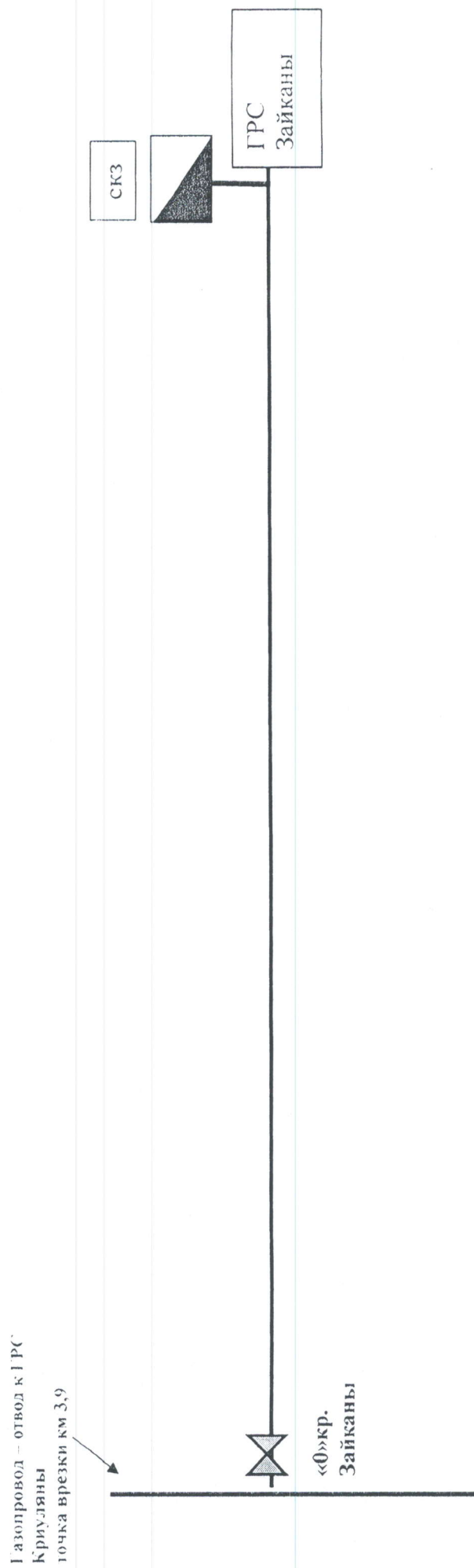
Составил:

Нач.ЛЭО

 Кондратие Г.Л.
 David V.

Приложение №2.22

ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА газопровода - отвода к ГРС Зайканы (0 – 0,96 км)



Составил:

Нач. ЛЭО

Кондратие Г.Л.

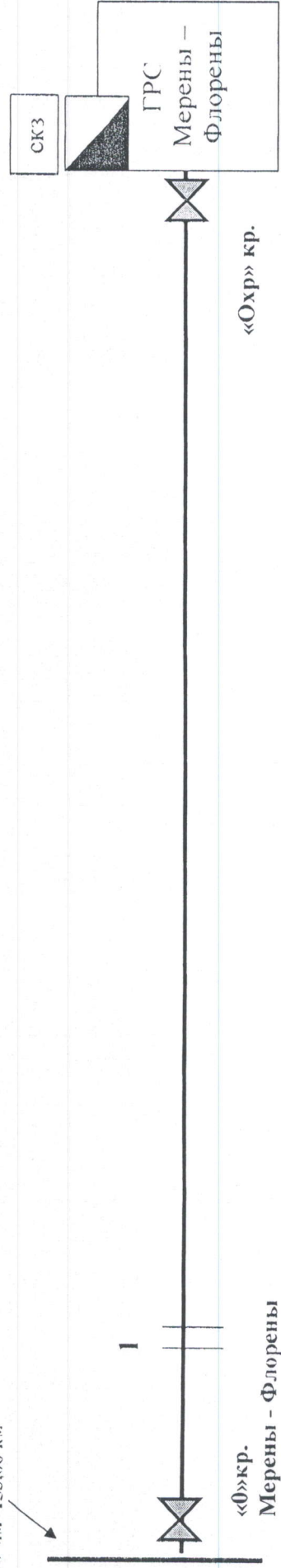
David V.

Приложение 2.23

ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА

Газопровода - отвода к ГРС Мерены - Флорены (Кишинев - 2) Ду - 273 мм (0 - 1,84 км)

МГ Одесса - Кишинев
Ду - 530 мм 153,06 км



1 пересечение с а/д км 0,25 L 478 Мерены - Максимовка

Составил:

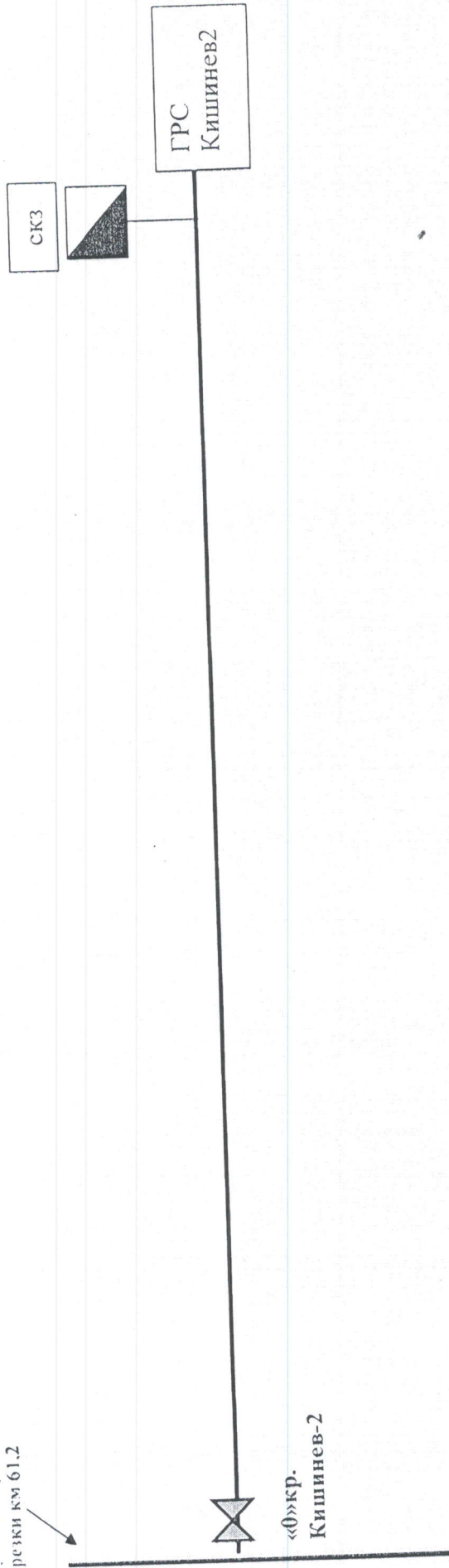
Нач. Л. Кондратие Г.Л.

David V.

Приложение №2.24

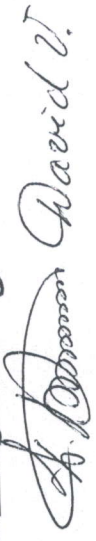
ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА газопровода - отвода к ГРС Кишинев-2 (0 – 0,30 км)

МГ Току-Кэинарь-Мерень
точка врезки км 61.2

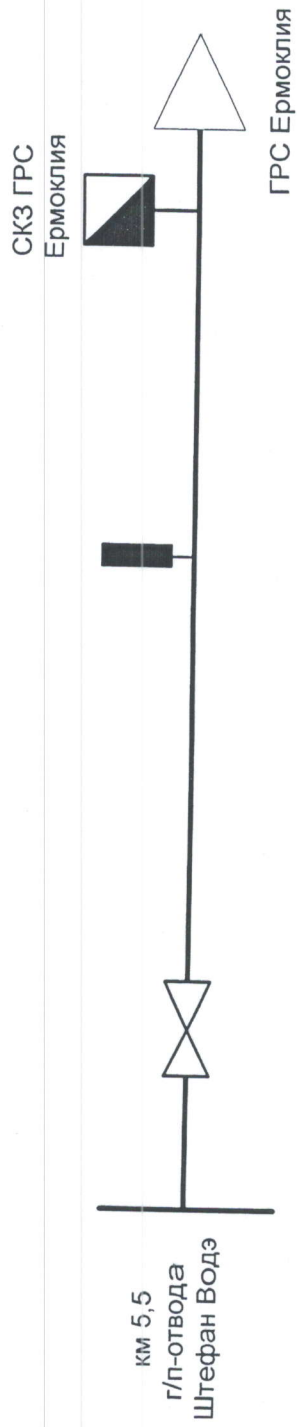


Нач. ЛЭО

Составил:

 Кондратие Г.Л.
 David A.

ОБЗОРНАЯ СЕМА УЧАСТКА газопровода-отвода к ГРС Ермоклия (0-0,4 км)



Составил:

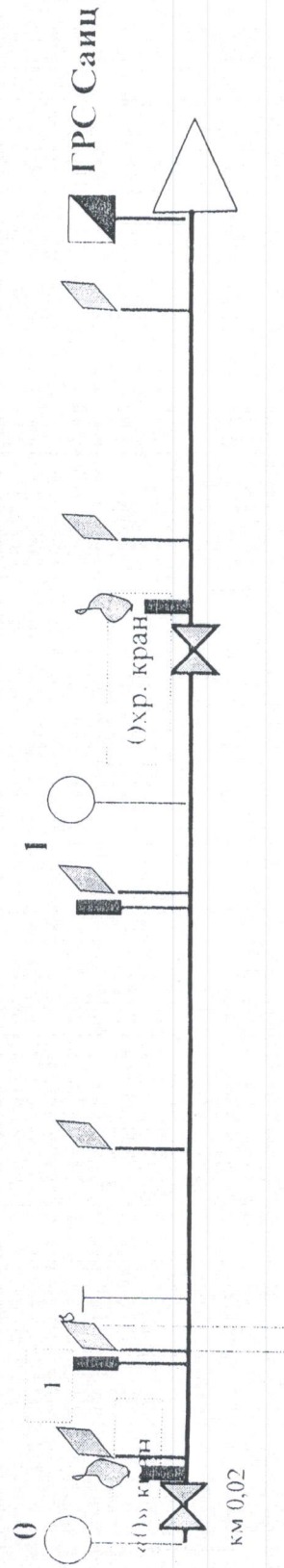
Начальник ЛЭО

Кондратие Г.Л.

А.В.Водэ Водэ В.А.

Приложение №2.26

II. ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА – ОТВОДА К ГРС САИЦ (зона 8К)



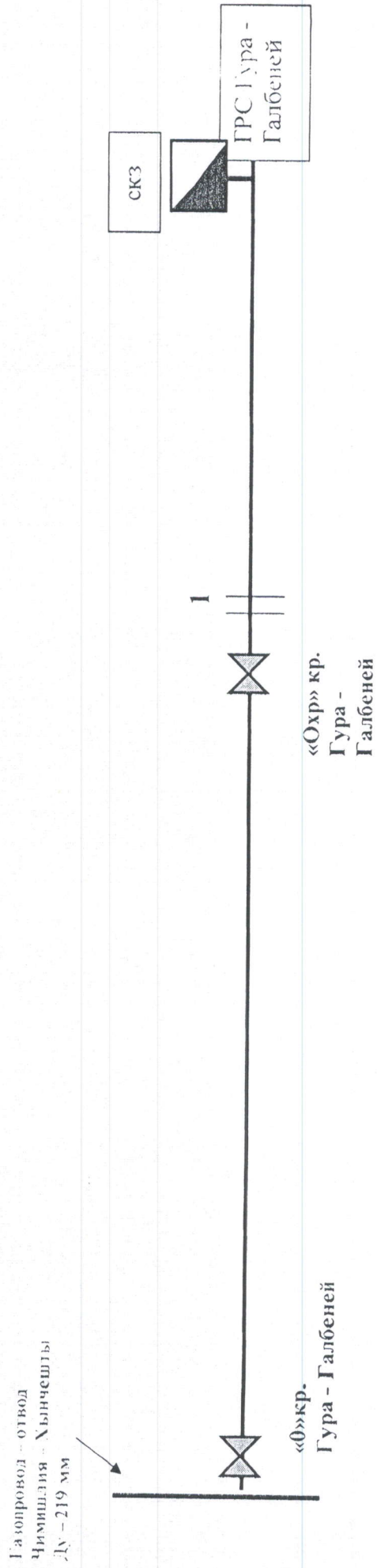
1 – а/д Каушаны-Гарутино

– 0,27 км

Начальник ЛЭО  Кондратиев Г.Л.
 Рагид В.

Приложение №2.27

ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА г/п-отвода Гура – Галбеней Ду – 159 мм (0 – 1,9 км)



1 пересечение с а/д км 1,1 L 578

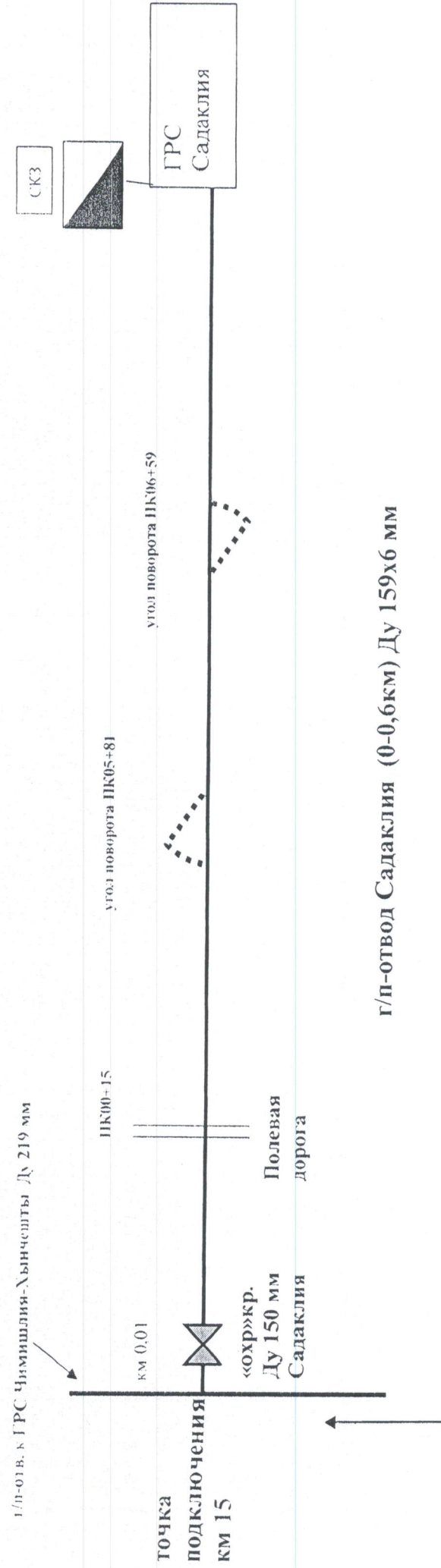
Составил:

Нач. ЛР Кондратие Г.Л.

Handwritten signature

Приложение 2.28

ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА г/п-отвода Садаклия (0-0,6 км)

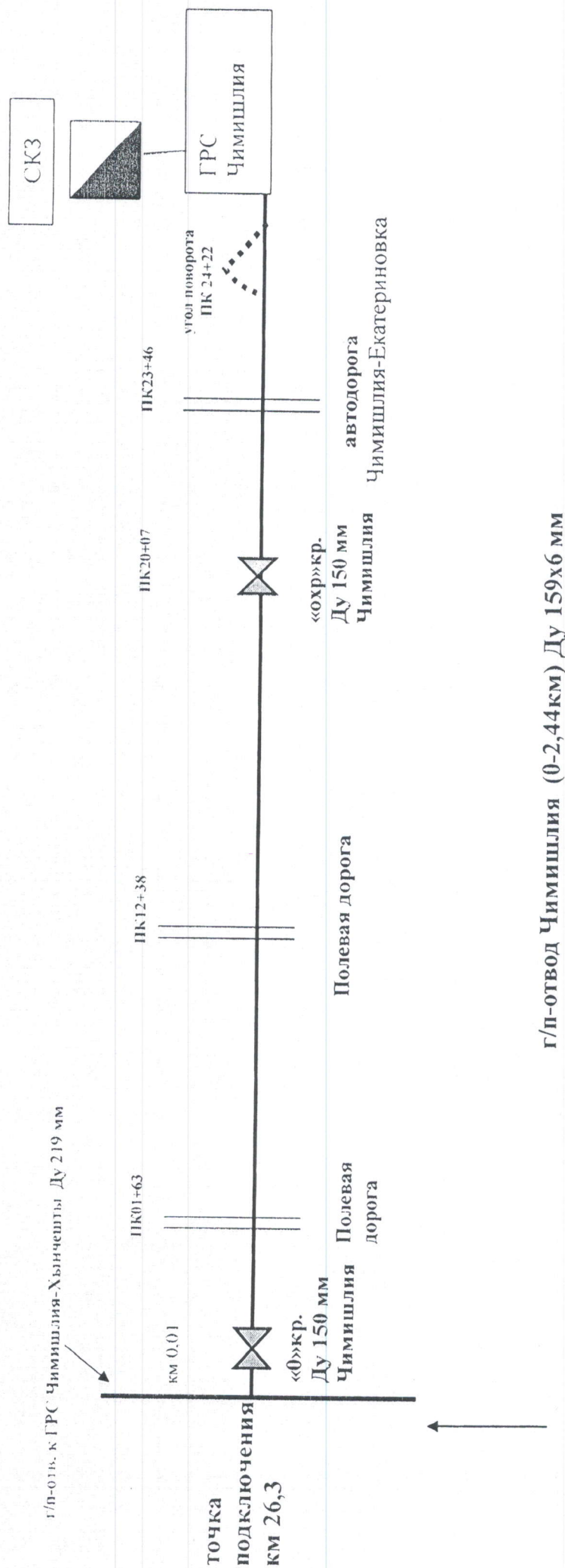


CONDRATE GH

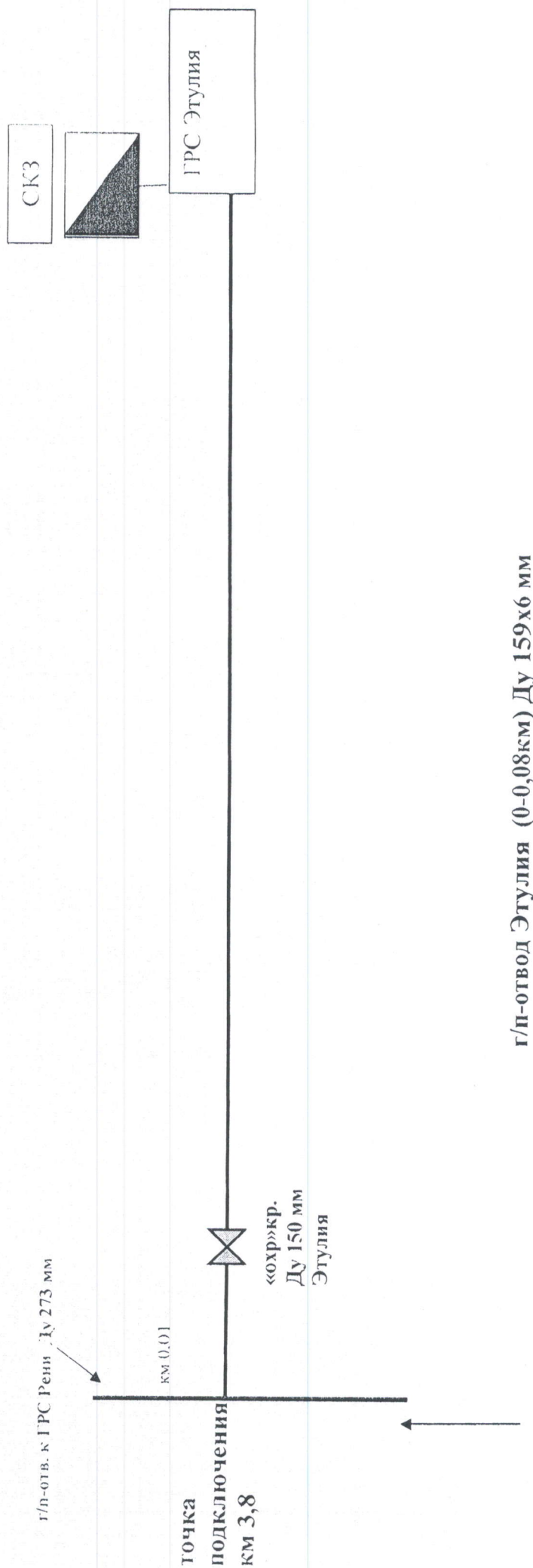
[Signature]

[Signature] **Radu B.**

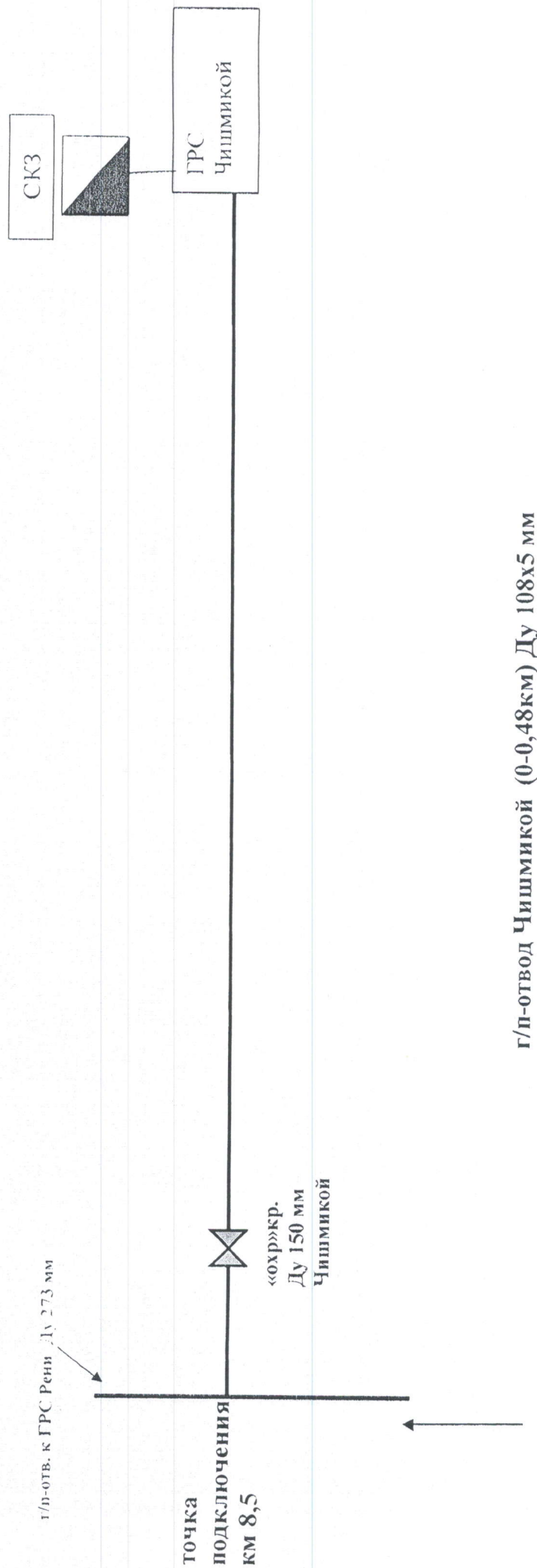
ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА Г/п-отвода Чимишлия (0-2,44 км)



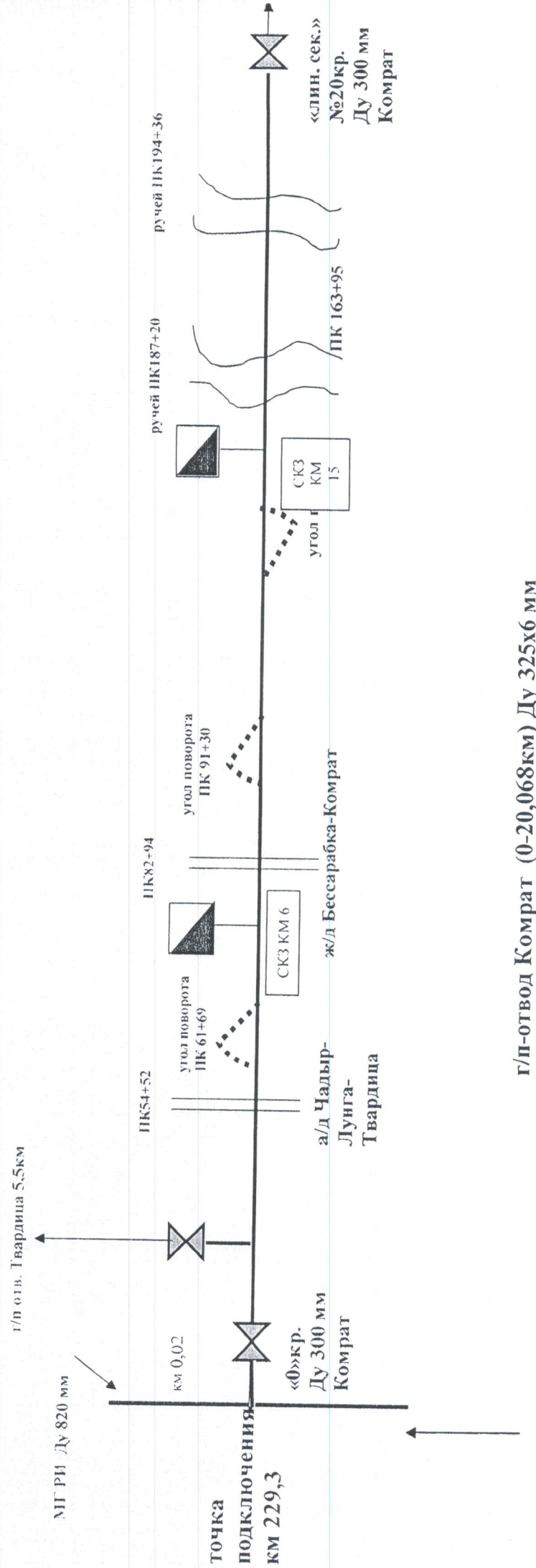
ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА г/п-отвода Этулия (0-0,08 км)



ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА г/п-отвода Чишминой (0-0,48 км)

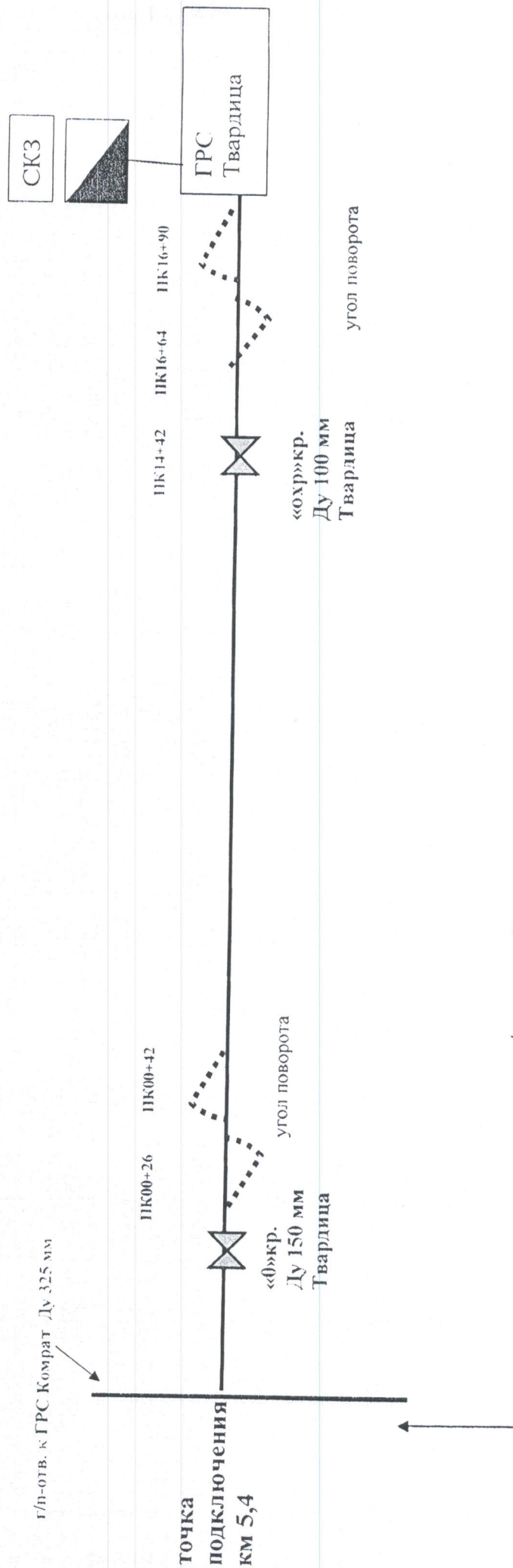


ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА г/п-отвода Комрат Ду-325 (0-20,068 км)



г/п-отвод Комрат (0-20,068км) Ду 325х6 мм

ОБЗОРНАЯ СХЕМА УЧАСТКА г/п-отвода Твардица (0-1,78 км)



г/п-отвод Твардица (0-1,78км) Ду 89х4 мм