

# Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371

TotalChrom version 6.3.2

Дата отбора пробы: 18.06.2014 13:23

Место отбора пробы: АНГДУ цппн-1

Наименование пробы: ФВД

Номер пробы:

Дата анализа: 17.06.2014

ФВД

отображ:

N п.п.	Компонент	№1 мол %	№2 мол %	r мол %	r* мол %	Хср. мол %	Ух мол %	Хср. об %	Хср. масс %	r (уднеуд)
1	O2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0252	0.0000	0.0012	0.0000	0.0000	УА
2	N2	1.4980	1.5000	0.0010	0.0798	1.4995	0.0613	1.5100	1.6064	УА
3	CO2	2.1480	2.1530	0.0050	0.0717	2.1505	0.1302	2.1548	3.8221	УА
4	Метан	71.1090	71.2050	0.0960	0.5455	71.1570	0.5494	71.5426	46.1010	УА
5	Этан	6.6530	6.6610	0.0080	0.1647	6.6570	0.2665	6.6522	8.0839	УА
6	Пропан	10.0340	10.0430	0.0090	0.4072	10.0385	0.6026	9.9442	17.8768	УА
7	n-Бутан	2.3240	2.3230	0.0010	0.1452	2.3235	0.1397	2.2727	5.4538	УА
8	i-Бутан	3.1030	3.0970	0.0060	0.3026	3.1000	0.1862	3.0234	7.2764	УА
9	n-Пентан	0.9720	0.9620	0.0100	0.0936	0.9670	0.0583	0.9283	2.8175	УА
10	i-Пентан	0.8170	0.8080	0.0090	0.1114	0.8125	0.0490	0.7734	2.3674	УА
11	Гексаныл	1.3410	1.2480	0.0930	0.0989	1.2945	0.0779	1.1984	4.5051	УА
СУММА		100.0000	100.0000	0.0930	0.0989	100.0000	0.0779	100.0000	100.0000	УА

C:\TotalChromData\Data Files\data-20140617-180304.TX0

C:\TotalChromData\Data Files\data-20140617-153523.TX0

## Расчет теплотехнических параметров газа по ГОСТ 31369

	0°C		20°C		25°C	
	нижнее	верхнее	нижнее	верхнее	нижнее	верхнее
Молярная теплота сгорания, кДж/моль	1124.01	1236.38	1123.75	1233.99	1123.68	1233.41
Массовая теплота сгорания, МДж/кг	45.38	49.93	45.38	49.83	45.38	49.81
Объемная теплота сгорания, МДж/м3	50.49	55.53	46.96	51.57	46.16	50.68
Число Воббе, МДж/м3	54.45	59.89	50.68	55.65		
Относительная плотность	0.8598		0.8587			
Плотность, кг/м3	1.1122		1.0348			
Молярная масса, г/моль	24.76					
Содержание целевых компонентов C3+			417.01			
Содержание целевых компонентов C5+			100.28			

Выполнил лаборант:

Газ: О.А.

Подпись:

*Лав*

# Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371

TotalChrom version 6.3.2

Дата отбора пробы: 16.06.2014

Место отбора пробы: АНГДУ ЦППН-1

Наименование пробы:

Номер пробы:

Дата анализа: 17.06.2014

топливный газ печи

N п.п.	Компонент	№1 мол %	№2 мол %	г мол %	г* мол %	Хср. мол %	Ух мол %	Хср. об %	Хср. масс %	г (уд/неуд)
1	O2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0252	0.0000	0.0012	0.0000	0.0000	УА
2	N2	1.5130	1.5230	0.0100	0.0798	1.5180	0.0620	1.5276	1.7660	УА
3	CO2	2.2490	2.2450	0.0040	0.0717	2.2470	0.1360	2.2600	4.1069	УА
4	Метан	72.3770	72.4510	0.0740	0.5455	72.4140	0.5259	72.7574	48.2469	УА
5	Этан	6.6460	6.6470	0.0010	0.1647	6.6465	0.2661	6.6372	8.3002	УА
6	Пропан	9.6920	9.6980	0.0060	0.4072	9.6960	0.5819	9.5975	17.7549	УА
7	и-Бутан	2.3030	2.2970	0.0060	0.1462	2.3000	0.1382	2.2482	5.5518	УА
8	н-Бутан	2.8870	2.8750	0.0120	0.3026	2.8910	0.1731	2.8079	6.9543	УА
9	и-Пентан	0.8830	0.8730	0.0100	0.0936	0.8780	0.0529	0.8423	2.6308	УА
10	н-Пентан	0.6860	0.6730	0.0130	0.1114	0.6785	0.0410	0.6464	2.0360	УА
11	Гексан+*	0.7640	0.7180	0.0460	0.0989	0.7410	0.0447	0.6855	2.6520	УА
СУММА		100.0000	100.0000			100.0000		100.0000	100.0000	

C:\TotalChrom\Data\Files\data-20140617-143355.TX0

C:\TotalChrom\Data\Files\data-20140617-141254.TX0

## Расчет теплотифизических параметров газа по ГОСТ 31369

	0°С		20°С		25°С	
	нижнее	высшее	нижнее	высшее	нижнее	высшее
Молярная теплота сгорания, кДж/моль	1091.71	1201.68	1091.46	1189.35	1091.39	1198.78
Массовая теплота сгорания, МДж/кг	45.34	49.91	45.33	49.81	45.33	49.79
Объемная теплота сгорания, МДж/м3	49.01	53.95	45.60	50.11	44.82	49.23
Число Воббе, МДж/м3	53.62	59.02	49.91	54.84		
Относительная плотность	0.8357		0.8348			
Плотность, кг/м3	1.0911		1.0060			
Молярная масса, г/моль			24.08			
Содержание целевых компонентов C3+			378.04			
Содержание целевых компонентов C5+			73.62			

Выполнил лаборант:

Гаг О.А.

Подпись:

*Гаг О.А.*

# Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371

TotalChrom: version 6.3.2

Дата отбора пробы: 14.04.2014

Место отбора пробы: ДНС-1 АЦППН-1 Показмассовое м/р

Наименование пробы: газ на ГТС

Номер пробы:

Дата анализа: 15.04.2014

отобран: Лагенг И.Н. 4/10/1962

№ п.п.	Компонент	№1 мол %	№2 мол %	г мол %	г <sup>+</sup> мол %	Хср. мол %	Ух мол %	Хср. об %	Хср. масс %	г (уд/неуд)
1	O2	0.0030	0.0010	0.0020	0.0252	1.7020	0.0013	0.0020	0.0026	уд
2	N2	1.7120	1.8950	0.0170	0.0788	1.7035	0.0694	1.7158	1.9089	уд
3	CO2	2.7530	2.7110	0.0420	0.0717	2.7320	0.1551	2.7376	4.8095	уд
4	Метан	70.0080	70.2270	0.2180	0.5455	70.1175	0.5688	70.6020	44.9965	уд
5	Этан	6.6770	6.6260	0.0510	0.1647	6.8515	0.2663	6.6471	8.0006	уд
6	Пропан	10.4780	10.4750	0.0010	0.4072	10.4755	0.6288	10.3778	18.4778	уд
7	и-Бутан	1.6280	1.5930	0.0380	0.1452	1.6105	0.0969	1.5754	3.7443	уд
8	и-Пентан	3.6780	3.6380	0.0370	0.3026	3.6555	0.2106	3.5684	8.5012	уд
9	и-Гексан	0.8380	0.8360	0.0020	0.0936	0.8370	0.0505	0.8036	2.4156	уд
10	и-Пентан	0.8850	0.8580	0.0270	0.1114	0.8715	0.0525	0.8297	2.5152	уд
11	Гексан*	1.3450	1.3400	0.0050	0.0989	1.3425	0.0808	1.2429	4.6278	уд
СУММА		100.0000	100.0000			100.0000		100.0000	100.0000	

C:\TotalChromData\Data Files\data-20140415-104901.TX0

C:\TotalChromData\Data Files\data-20140415-110231.TX0

## Расчет теплотехнических параметров газа по ГОСТ 31369

	0°C		20°C		25°C	
	нижнее	верхнее	нижнее	верхнее	нижнее	верхнее
Молярная теплота сгорания, кДж/моль	1119.97	1231.79	1119.71	1229.42	1119.65	1228.84
Массовая теплота сгорания, МДж/кг	44.80	49.27	44.79	48.18	44.79	49.15
Объемная теплота сгорания, МДж/м³	50.31	55.83	46.80	51.38	45.99	50.48
Число Воббе, МДж/м³	54.00	59.39	50.26	55.18		
Относительная плотность	0.8680		0.8670			
Плотность, кг/м³	1.1229		1.0448			
Молярная масса, г/моль	25.00					
Содержание целевых компонентов C3+			420.86			
Содержание целевых компонентов C5+			99.87			

Выполнил лаборант:

Гаг О.А.

Подпись:

*Гаг*

# Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371

TotalChrom version 6.3.2

Дата отбора пробы:

Место отбора пробы:

Наименование пробы:

Номер пробы:

14.04.2014

ДНС-1 АЦППН-1 Покамасовское м/р

газ на ФВД

Дата анализа: 15.04.2014

отобрал:

Ланг И.Н.

N п.п.	Компонент	№1 мол %	№2 мол %	r мол %	r <sup>2</sup> мол %	Хср. мол %	Ux мол %	Хср. об %	Хср. масс %	ε (уд/неуд)
1	O2	0.0480	0.06	0.012	0.0262	0.0540	0.0044	0.0545	0.0597	УА
2	N2	1.4310	1.451	0.078	0.0798	1.4410	0.0589	1.4557	1.3942	УА
3	CO2	3.1160	3.184	0.351	0.1323	3.1550	0.1905	3.1712	4.7856	УА
4	Метан	60.4460	60.095	0.102	0.5645	60.2705	0.7529	60.7874	33.3952	УА
5	Этан	7.3770	7.479	0.003	0.1647	7.4280	0.2874	7.4459	7.7143	УА
6	Пропан	14.3130	14.316	0.049	0.4072	14.3145	0.8591	14.2246	21.8011	УА
7	и-Бутан	2.8630	2.412	0.054	0.1452	2.3875	0.1435	2.3426	4.7927	УА
8	н-Бутан	5.4010	5.455	0.062	0.3026	5.4280	0.3259	5.3105	10.8963	УА
9	и-Пентан	1.2860	1.286	0.028	0.0836	1.2870	0.0775	1.2394	3.2071	УА
10	н-Пентан	1.3470	1.376	0.028	0.1114	1.3615	0.0619	1.3001	3.3927	УА
11	Гексаны+	2.8720	2.874	0.002	0.0988	2.8730	0.1726	2.6690	8.5511	УА
СУММА		100.0000	100			100.0000		100.0000	100.0000	

C:\TotalChrom\Data Files\data-20140415-132631.TX0

C:\TotalChrom\Data Files\data-20140415-120358.TX0

## Расчет теплофизических параметров газа по ГОСТ 31369

	0°С		20°С		25°С	
	нижнее	верхнее	нижнее	верхнее	нижнее	верхнее
Молярная теплота сгорания, МДж/моль	1288.362827	1412.411153	1288.08	1409.76	1288.00	1409.12
Массовая теплота сгорания, МДж/кг	44.4977433	48.78139293	44.49	48.69	44.48	48.67
Объемная теплота сгорания, МДж/м3	58.01836711	63.6036022	53.94	59.03	53.00	57.98
Число Воббе, МДж/м3	57.79061611	63.36392636	53.77	58.85		
Относительная плотность	1.0079		1.0061			
Плотность, кг/м3	1.3038		1.2124			
Молярная масса, г/моль		28.95				
Содержание тяжелых компонентов C3+		636.21				
Содержание тяжелых компонентов C5+		183.68				

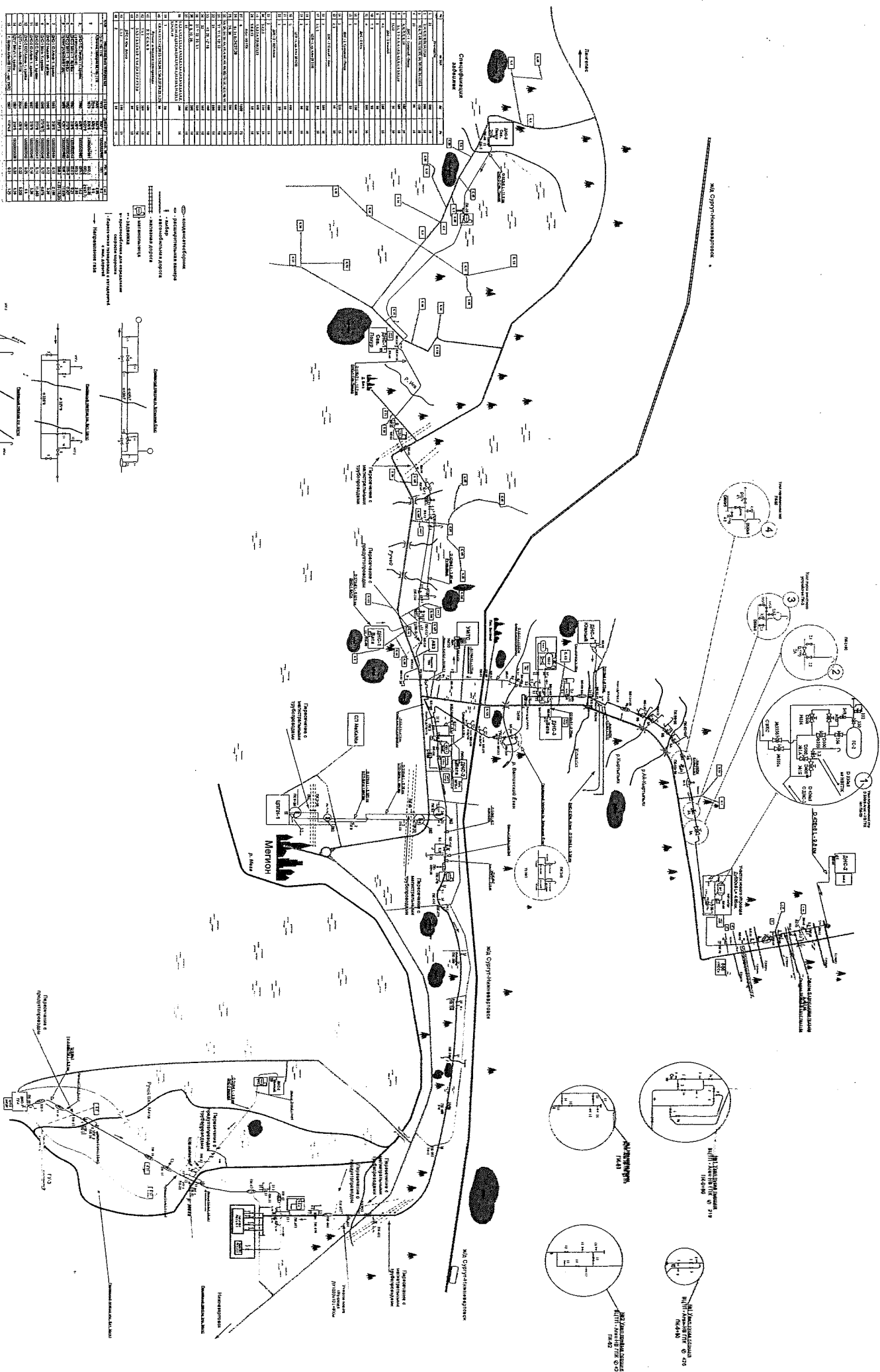
Выполнил лаборант:

Гагар О.А.

Подпись:

*Гагар О.А.*

## Приложение №4



Приложение N 5

Поставка ПНГ на Нижневартровский ГПК 2015-2034 г.г.

Микояловское м.р.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Поставка ПНГ на НВ-ГПК, млн.м3	16,529	12,767	10,702	9,059	8,076	7,573	6,907	6,248	5,710	5,301	5,033	4,886	4,741	4,586	4,436	4,283	4,131	4,006	3,726	3,427
Метинское м.р.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Поставка ПНГ на НВ-ГПК, млн.м3	109,860	99,029	93,208	90,000	86,437	82,439	77,446	72,006	69,764	66,362	62,435	61,334	60,451	58,897	57,685	55,776	54,190	52,400	50,940	49,137
Алгаское м.р.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Поставка ПНГ на НВ-ГПК, млн.м3	186,049	180,567	175,060	174,464	170,765	167,616	164,405	160,831	157,860	154,814	151,766	148,781	145,835	142,935	140,080	137,269	134,501	131,770	129,073	126,409
Южно-Алгаское м.р.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Поставка ПНГ на НВ-ГПК, млн.м3	14,081	14,853	14,382	13,813	12,846	11,882	11,004	10,316	10,030	9,687	9,083	8,768	8,488	8,248	8,000	7,750	7,504	7,257	6,937	6,608
Северно-Губерское м.р.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Поставка ПНГ на НВ-ГПК, млн.м3	87,246	85,701	80,242	75,407	71,640	70,384	66,746	63,311	60,428	57,767	55,186	53,751	52,744	51,667	50,134	48,383	46,880	44,012	42,971	41,318
Луговое м.р.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Поставка ПНГ на НВ-ГПК, млн.м3	5,441	5,203	4,016	3,641	3,249	2,867	2,233	2,188	2,060	1,927	1,757	1,729	1,700	1,608	1,494	1,361	1,478	1,418	1,304	1,186
Ватинское м.р.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Поставка ПНГ на НВ-ГПК, млн.м3	175,443	166,445	155,068	149,543	144,791	138,891	128,584	118,084	109,386	103,587	97,318	93,305	90,084	86,700	82,871	79,037	75,830	72,451	69,347	66,646
в т.ч.																				
Ватинский ЦПТ	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Поставка ПНГ на НВ-ГПК, млн.м3	29,881	27,972	26,184	25,041	24,246	23,224	21,031	19,440	18,319	17,036	16,266	15,624	15,068	14,533	13,977	13,336	12,640	12,137	11,612	11,169
ДНС-1 Ватинского м.р.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Поставка ПНГ на НВ-ГПК, млн.м3	41,244	38,471	36,141	34,504	33,466	32,056	29,029	26,833	25,285	23,031	22,489	21,866	20,821	20,060	19,154	18,209	17,467	16,763	16,028	15,464
ДНС-2 Ватинского м.р.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Поставка ПНГ на НВ-ГПК, млн.м3	55,132	51,425	48,311	46,203	44,735	42,850	38,804	35,869	33,799	31,689	30,066	28,628	27,833	26,816	25,604	24,419	23,339	22,384	21,426	20,591
ДНС-3 Ватинского м.р.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Поставка ПНГ на НВ-ГПК, млн.м3	62,186	48,077	45,730	43,734	42,345	40,561	36,730	33,962	31,593	30,280	28,461	27,287	26,448	25,582	24,236	23,116	22,009	21,197	20,381	19,461

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**  
**на разработку ПСД «СИКГ ДНС 1 Локозовского, ДНС 1 Кетовского, УПН Ново - Покурского, ДНС 1,2 Северо-Ореховского месторождений»**

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1.	<b>Назначение</b>	СИКГ на выходе газа с ДНС Локозовского, ДНС 1 Кетовского, УПН Ново -Покурского, ДНС 1,2 Северо-Ореховского месторождений, предназначенных для непрерывного учета количества газа. Согласовать необходимость строительства СИКГ на входе НВ ГПК. При необходимости строительства выполнить ПСД согласно тех. условий на подключение от ГПК.
2.	<b>Технические требования СИКГ</b>	СИКГ должна соответствовать ГОСТ Р 8.733-2011 с изменением №1. 1. Измеряемые и расчетные параметры в СИКГ должны быть представлены в следующих единицах измерения: - расход, приведенный к стандартным условиям, м <sup>3</sup> /ч - давление, МПа - температура, °С 2. СИКГ должна обеспечивать выполнение следующих функций: - измерение, индикацию и автоматическое обновление данных, измерения расчетов текущего значения расхода за отчетный период через СИКГ; - измерение в автоматическом режиме, индикацию значений и Сигнализацию предельных значений давления и температуры в измерительных линиях; -вычисление, накопление, хранение и отображение на АРМ оператора значений (объема) транспортируемого газа за отдельные периоды (час, сутки, смену, месяц, год); - учет и формирование журнала событий СИКГ. 3. СИКГ должна быть размещена до блока подготовки ПНГ. Предусмотреть 2-ю измерительную линию с установкой СИ для проведения контроля метрологических характеристик. Место установки СИ согласовать со службой главного метролога ОАО «СН-МНГ». 4. Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства: - СИКГ ДНС Локозовского м.р.; - СИКГ УПН Ново-Покурского м.р.; - СИКГ ДНС Кетовского м.р.; При необходимости СИКГ на входе ГПК.
3.	<b>Автоматизация СИКГ</b>	Предусмотреть контроль технологических параметров: Дистанционный: - расход, давление, температура газа на измерительной линии (применить ультразвуковой преобразователь расхода, вторичная аппаратура с выходом RS-485 протокол Modbus). Предусмотреть вывод информации с СИКГ на существующую станцию управления АСУТП и существующий АРМ оператора и в ППК «Зонд» с применением программно-аппаратных средств и приборов, принятых в ОАО «СН-МНГ». Выбор СИ согласовать со службой главного метролога ОАО «СН-МНГ».
4.	<b>Требования к метрологическим характеристикам</b>	Относительная погрешность измерения объема газа, приведенная к стандартным условиям, не должна превышать погрешность регламентируемую по классу А ГОСТ Р 8.733-2011г. (с изменением 1). Все средства измерения СИКГ должны иметь сертификаты и поверки утверждения типа средств измерения.

5.	Требования к надежности	<p>Поставляемое оборудование должно иметь:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Сертификат соответствия требованиям пром. безопасности;</li> <li>- Разрешение на применение данного оборудования на опасном производстве, выданное Ростехнадзором России;</li> <li>- Паспорт СИКГ;</li> <li>- На СИКГ должно быть получено положительное заключение метрологической экспертизы и экспертизы промышленной безопасности;</li> <li>- Свидетельство об аттестации методики выполнения измерений;</li> <li>- Применяемые СИ должны быть внесены в Госреестр СИ и иметь свидетельство об утверждении типа СИ и допущены к применению в Российской Федерации;</li> <li>- Перечень эксплуатационных документов и содержание паспорта СИКГ согласно ГОСТ 8.733-2011г. (с изменением 1).</li> <li>- Необходимую техническую документацию: заводские паспорта на оборудование, инструкции завода-изготовителя по ремонту, техническому обслуживанию, эксплуатации и монтажу оборудования, технологические и монтажные схемы на русском языке, сборочные чертежи со спецификацией;</li> <li>- Свидетельство о взрывозащищенности электрооборудования; Класс герметичности арматуры «А» ГОСТ Р 54808-2011.</li> </ul> <p>Оборудование должно обеспечить безопасный режим эксплуатации.</p> <p>Материал труб - сталь для северного исполнения (-60 0С)</p> <p>СИКГ должна соответствовать требованиям:          ГОСТ Р 8.733-2011г. (с изменением 1). «Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа».          ПУЭ "Правила устройства электроустановок",          ПРАВИЛА В ОБЛАСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ          "ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ, утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 N 101, ПРАВИЛА ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ, РЕВИЗИИ, РЕМОНТУ И ОТБРАКОВКЕ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ РД 39-132-94 утвержденные Минтопэнерго России 30 декабря 1993 года          N123—ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»,          СП4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты;          ГОСТ 12.2.044-80* Система стандартов безопасности труда. Машины и оборудование для транспортирования нефти. Требования безопасности".          РД 39-0148306-422-89 «Руководство по проектированию газоизмерительных пунктов для систем учета нефтяного газа».          Гарантийный срок -18 месяцев с момента ввода в эксплуатацию, но не более 24 месяцев со дня поставки          Срок службы СИКГ не менее 10 лет.</p>
----	-------------------------	--

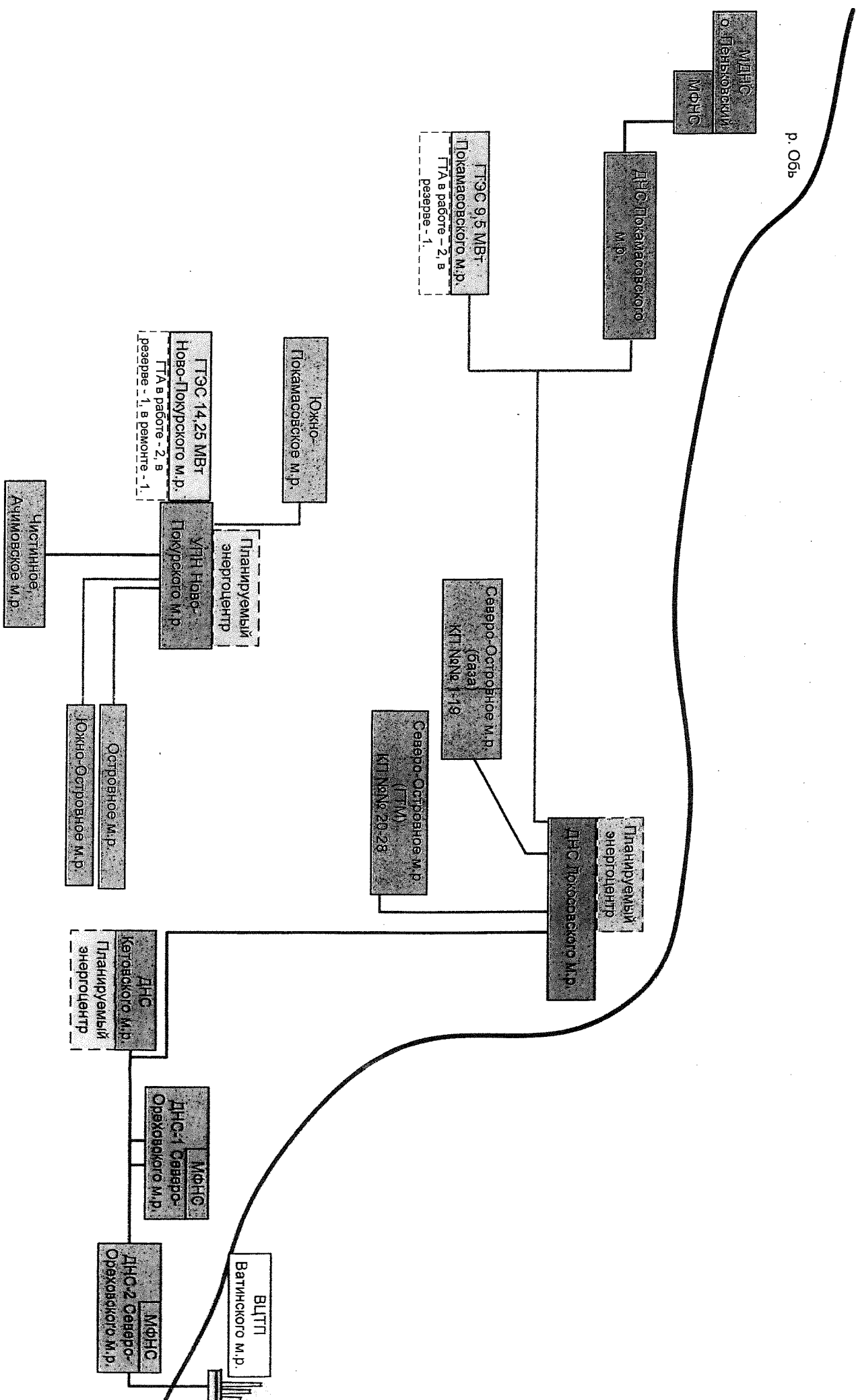
Главный метролог ОАО «СН-МНГ»



Д.В.Чернов



# Схема расположения планируемых энергоцентров





**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ВАРЬЕГАННЕФТЕГАЗ»**  
(ОАО «Варьеганнефтегаз»)

Почтовый адрес: 634668, 4-27/73, ф.п.с. 346688, 3-04-18, а.п.п.с. 634668  
Телефон: 8 (34668) 4-27/73, ф.п.с. 346688, 3-04-18, а.п.п.с. 634668  
ОКПО 05794051, ОГРН 1036601465007, ИНН/КПП 660900160/997150007

от                      № 01-42-ВНГ/1803

на №                      от                     

Директору по перспективному  
развитию производства и  
обустройству месторождений  
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»  
И.Г. Тухфатуллину

Касательно транспорта ПНГ

**Уважаемый Ильдар Гарифуллович!**

В ответ на ваш запрос о возможности транспорта ПНГ с Кетовского месторождения с подключением в существующую систему газопроводов Орехово-Ермаковского месторождения, сообщая Вам, что данная система газопроводов без негативного влияния на технологический режим работы площадочных объектов и кустовых площадок способна пропустить дополнительный объем поставки ПНГ не более 165 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Считаю необходимым обратить Ваше внимание на возрастание при увеличении нагрузки на газопроводы следующих рисков:

- повышение давления в существующем газопроводе и увеличения числа порывов в труднодоступных местах (пойменная зона реки Обь, протока Баграс, подводные переходы);
- значительные экологические последствия, при возникновении аварийных ситуаций (дата ввода объекта в эксплуатацию 1989г);

В связи с выше перечисленным предлагаю провести совместное совещание для определения мероприятий необходимых к реализации при подготовке варианта с врезкой в систему газопроводов Орехово-Ермаковского месторождения (таких как уточнение режимов работы объекта, характеристики насосного оборудования, проведение ВТД для подтверждения технической готовности объекта, рассмотрение вопроса о перспективном строительстве лупинга участка с подводными переходами, системы контроля режимов работы и т.д.).

С уважением,

И.о. главного инженера

  
А.П. Синяков

Исп. Коваленко Д.А.

Тел. 8 (34668) 42770 доз. 5535

« » 2014r

«          »                  2014г.

Согласовано:

Начальник ОУЦТ

\_\_\_\_\_ Коваленко Д.А.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014г

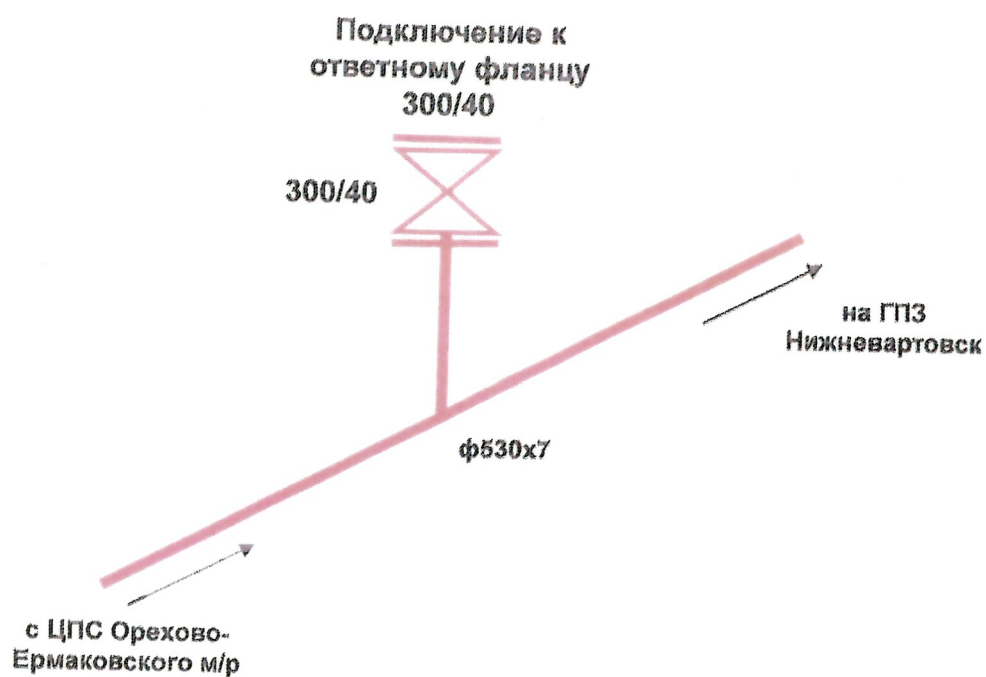
Утверждаю:

И.о. Главного инженера

\_\_\_\_\_ Синяков А.П.

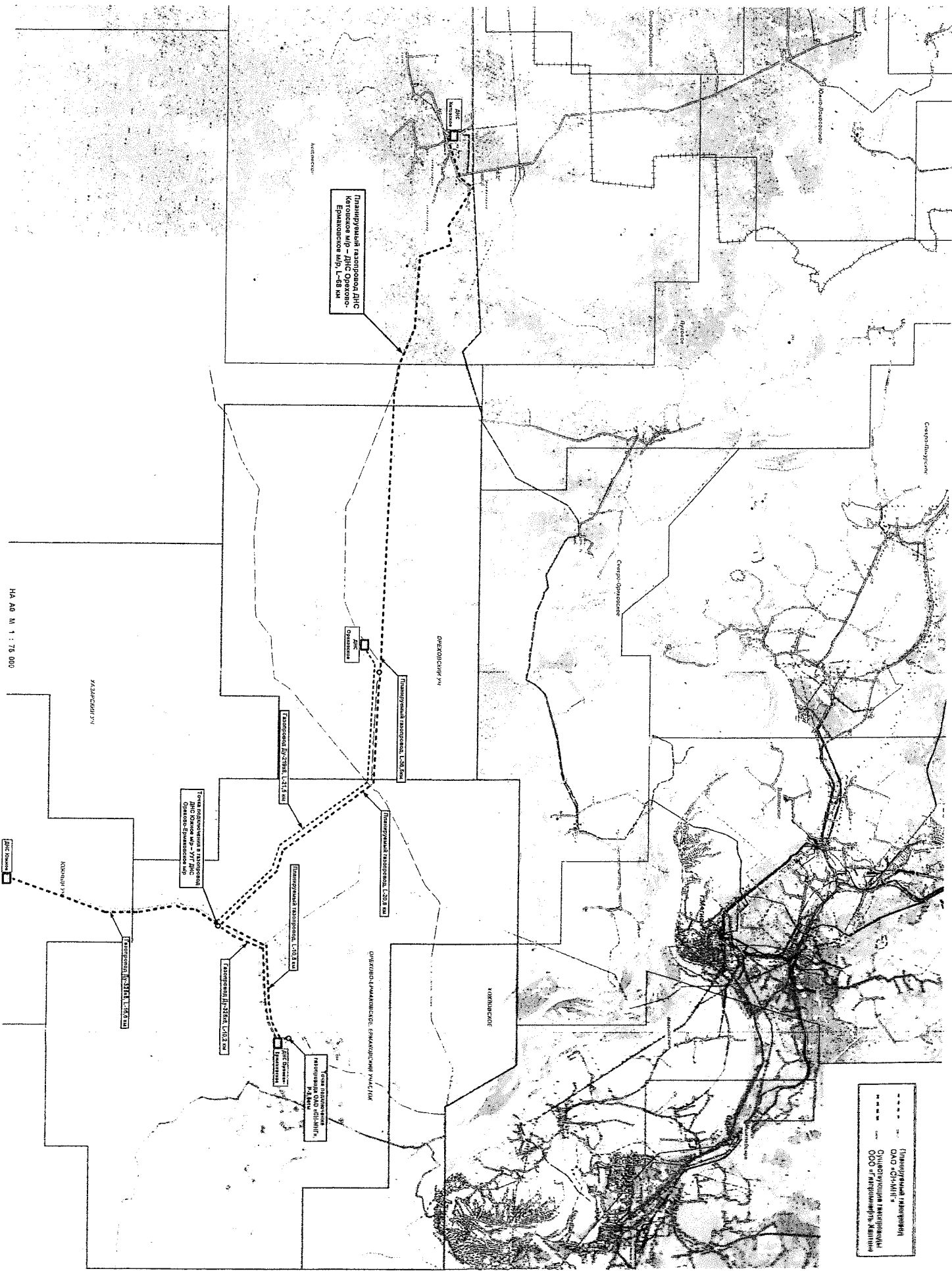
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014г

«Точка подключения газопровода ОАО  
«Славнефть-Мегионнефтегаз»



Руководитель проекта ЦТ

Беялов А.Г.



Проектная линия  
ДПС-Овеево  
ДПС-Овеево мп-УТ ДПС  
Овеево-Евдокимов мп

М.А. 00 М. 1 : 75 000



№ 25/2-10-522А Дата 21.11.2014

на № МО-1771 от 01.10.2014

О приеме ПНГ

Вице-президенту по добыче  
нефти и геологии  
ОАО «НГК «СЛАВНЕФТЬ»

М.Л. Осипову

Уважаемый Михаил Леонович!

В ответ на Ваше письмо №МО-1771 от 01.10.2014 г. сообщаем о готовности к сотрудничеству в отношении приема попутного нефтяного газа в переработку на УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», при условии перехода права собственности на поставленный газ в точке подключения к газосборным сетям Общества.

С этой целью направляем Вам проекты технических условий по двум вариантам подключения к объектам газовой инфраструктуры ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Ориентировочная стоимость приобретения и оказания услуг по транспортировке газа будет сообщена Вам дополнительно.

Выдача проекта технических условий не является основанием для приема газа от ОАО «НГК «СЛАВНЕФТЬ».

Приложения:

1. Проект технических условий на подключение к газосборной сети – в 1-ом экз., на 5-ти листах;
2. Проект технических условий для подключения на прием Локосовского ГПЗ – в 1-ом экз., на 5-ти листах.

Исполняющий обязанности  
генерального директора



А.С. Голованев

Р.Р. Назмиев  
6-12-02

628486, Российская Федерация,  
Тюменская обл., г. Когалым,  
ул. Прибалтийская, д. 20

Тел.: (34667) 2-98-00  
Тел./факс: (34667) 2-98-00  
6-14-36, 6-14-37

Проект технических условий  
на подключение на прием Локосовского ГПЗ УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз»  
ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»

Подключение газопровода с месторождений ОАО «НГК «СЛАВНЕФТЬ» на прием Локосовского ГПЗ УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», выполнить ко входной гребенке Локосовского ГПЗ при соблюдении следующих технических условий:

1. При разработке проектной документации, организации и производстве работ руководствоваться действующими в РФ нормативно-техническими документами.

Предусмотреть применение материалов и оборудования имеющих разрешение на использование на объектах ОАО «Газпром».

2. На местности, совместно с представителем УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» определить конкретные точки подключения, привязать к существующему пикетажу, определить способ прокладки трубопроводов. При этом узел подключения разместить на прямолинейном участке, не подвергающемся обводнению (выше уровня грунтовых и паводковых вод).

Трассу прокладки газопровода подключения, на территории деятельности ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», согласовать с ТПП «Лангепаснефтегаз» на стадии проектирования.

3. Диаметр газопровода в точке подключения  $\varnothing 426 \times 6$  мм. Рабочее давление газа в точке подключения соответствует рабочему давлению в газопроводе –  $0,1 \pm 0,02$  МПа. Давление подключения принять равным рабочему давлению в газопроводе.

4. Подключение к входной гребенке осуществить путем установки тройника, в период проведения остановочного ремонта Локосовского ГПЗ. При этом учесть техническое состояние прилегающих участков в пределах 100 метров в обе стороны от точки подключения, на основании проведенного диагностического обследования включающего, в том числе, и определение характеристик металла и параметров трубы в точках подключения.

Диагностику и выдачу результатов, по отдельному договору, выполнить силами независимой специализированной организации (ОАО «Башнефтегеофизика» ООО «ЦНИПР»), имеющей лицензию и все необходимые разрешительные документы на выполнение данного вида работ, за счет заинтересованной стороны.

5. При разработке проектной документации, руководствоваться материалами отчета по проведенному диагностическому обследованию.

6. Основанием для получения разрешения на СМР является отчет с положительным заключением по диагностике участков и выполнение

мероприятий эксплуатирующей организации по безопасному их проведению.

7. Узел подключения должен включать в себя запорную арматуру с дистанционным управлением на уровне диспетчерской службы Локосовского ГПЗ УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз», по месту врезки установить шаровой кран Ру16 с электроприводом и с байпасной линией с 2-х сторонней продувкой на свечу (данный крановый узел выполнить в отдельном ограждении).

Байпасные и свечные краны выполнить в подземном исполнении.

Проектом предусмотреть укрытие кранов, освещение и молниезащиту узла подключения.

Технологическую схему узла подключения на этапе проектирования согласовать с УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз».

8. Площадку узла подключения выполнить с отсылкой и в ограждении. Предусмотреть подъездную автомобильную дорогу с твердым покрытием к узлу подключения для его обслуживания в период эксплуатации.

9. Проектной документацией предусмотреть выделение отдельным разделом проекта (пусковым комплексом) узла подключения (точка подключения, участок газопровода от точки подключения до кранового узла, крановый узел в границах ограждения), включая сметную документацию.

10. Перед узлом подключения (по ходу газа) на подключаемом газопроводе предусмотреть (см. приложение 1):

- изолирующую вставку (ИФ) по ГОСТ Р 511 64-98, ВСН 39-1.22-007-2002, ВСН 39-1.8-008-2002 изготовленную по ТУ 10722003;

- регулятор давления газа (РД) в точке подключения, с регулированием давления после себя и выводом управления на АРМ диспетчерской службы Локосовского ГПЗ УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз»;

- обратный клапан (КО);

- секущий шаровой кран с электроприводом (КР), выводом состояния и приоритетом управления на АРМ диспетчерской службы Локосовского ГПЗ УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз».

11. Коммерческий узел измерения количественных и качественных показателей газа (далее коммерческий узел учета газа - КУУГ) расположить непосредственно у границы раздела зон эксплуатационной принадлежности между Обществами, конкретное место установки согласовать с ТПП «Лангепаснефтегаз». Проектирование узла измерения газа произвести в соответствии с требованиями действующей нормативной документацией государственной системы обеспечения единства измерений, а также стандартов и других нормативных документов системы стандартизации ОАО «ЛУКОЙЛ».

Коммерческий узел учета газа должен обеспечивать выполнение следующих функций:



- автоматическое определение расхода, давления и количества газа, приведённого к стандартным условиям, формирование двухчасовых и суточных отчётов;

- определение в автоматическом режиме:

- а) компонентного состава газа;

- б) плотности газа при стандартных условиях;

- с) теплотворной способности газа;

- д) числа Воббе;

- е) температуры точки росы по воде;

- ф) температуры точки росы по углеводородам;

- определение в автоматическом режиме объёмной доли кислорода;

- определение:

- а) массы сероводорода;

- б) массы меркаптановой серы;

- с) массы общей серы;

- дублирование технических средств измерительной системы. На КУУГ для повышения надёжности и достоверности измерений объёма газа необходимо применять дублирующие СИ: температуры, давления (перепада давления - при наличии), расхода, средства измерения физико-химических показателей (далее по тексту ФХП) и вычислительные устройства. При этом измерительная система должна обеспечивать непрерывный анализ результатов измерений параметров и расхода газа основных и дублирующих средств измерений;

- автоматическая самодиагностика комплекса технических средств, включая СИ, средства обработки информации;

- автоматическая запись компонентного состава в вычислитель;

- визуальное отображение информации о значениях измеряемых и вычисленных параметров потока и диагностической информации измерительной системы, с выводом полученной информации на АРМ диспетчерской службы Локосовского ГПЗ УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз».

Пределы допускаемой относительной погрешности или расширенной неопределённости измерений объёма газа, приведённого к стандартным условиям, не должны превышать  $\pm 0,8\%$ .

Средства измерения ФХП передаваемого газа должны включать:

- потоковый хроматограф;

- потоковые анализаторы температуры точки росы газа по воде и по углеводородам;

- систему отбора проб газа, выполненную по ГОСТ 31370-2008.

Кроме этого на КУУГ обеспечить все необходимое поверочное и калибровочное оборудование, для проведения контроля метрологических характеристик и поверки расходомеров на месте эксплуатации. В

технологической схеме узла измерения газа должна быть предусмотрена возможность последовательного включения расходомеров.

Применяемые средства измерений должны быть внесены в Государственный реестр СИ РФ, методики выполнения измерений аттестованы в установленном порядке и внесены в Федеральный реестр.

При проектировании КУУГ необходимо организовать передачу информации по количеству и качеству газа на АРМ диспетчерской службы Локосовского ГПЗ УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз» по протоколу TCP/IP или Modbus (согласовать дополнительно).

Требования к метрологическому обеспечению КУУГ привести в технических требованиях (задании на проектирование) на разработку проектной документации, техническом задании и проектной документации и согласовать с главным метрологом ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь».

Выполнение требований по метрологическому обеспечению должно быть подтверждено результатами метрологической экспертизы технического задания, проектной документации и приёмо-сдаточными испытаниями КУУГ, проводимыми в установленном порядке, включая приёмо-сдаточные испытания наиболее важных элементов технологического оборудования (например, камер усреднения СУ, калиброванных участков ИЛ, ПР) с участием заинтересованных сторон.

Перед КУУГ проектом предусмотреть установку фильтров-сепараторов для исключения попадания на ИЛ капельной жидкости и механических примесей.

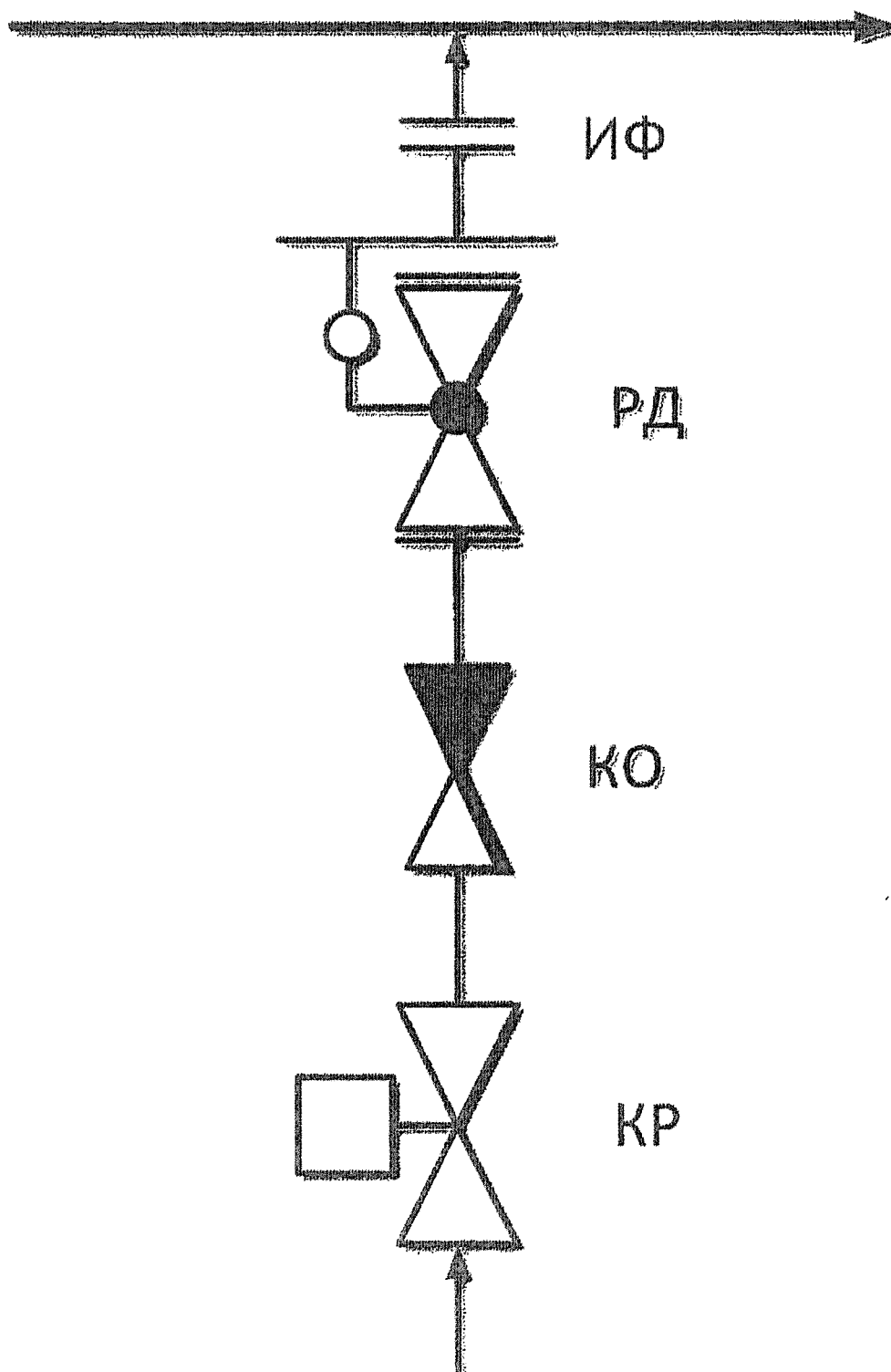
Раздел «Электроснабжение» проекта выполнить в строгом соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ) и технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям.

Первый заместитель генерального  
директора – главный инженер  
ТПП «Лангепаснефтегаз»



С.А. Яшкин

Принципиальная схема  
узла подключения к газопроводу



Проект технических условий  
на подключение к газосборной сети ТПП «Лангепаснефтегаз»  
ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»

Подключение газопровода с месторождений ОАО «НГК «СЛАВНЕФТЬ» к газосборной сети Покамасовского м/р ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», выполнить в районе УПСВ ДНС-5 Покамасовского м/р при соблюдении следующих технических условий:

1. При разработке проектной документации, организации и производстве работ руководствоваться действующими в РФ нормативно-техническими документами.

Предусмотреть применение материалов и оборудования имеющих разрешение на использование на объектах ОАО «Газпром».

2. На местности, совместно с представителем ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» определить конкретные точки подключения, привязать к существующему пикетажу, определить глубину заложения трубопроводов. При этом узел подключения разместить на прямолинейном участке, не подвергающемся обводнению (выше уровня грунтовых и паводковых вод).

Трассу прокладки газопровода подключения, на территории деятельности ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», согласовать с ТПП «Лангепаснефтегаз» на стадии проектирования.

3. Диаметр газопровода в точке подключения  $\varnothing 426 \times 6$  мм. Рабочее давление газа в точке подключения соответствует рабочему давлению в газопроводе –  $0,15 \pm 0,05$  МПа. Давление подключения принять равным рабочему давлению в газопроводе. На стадии проектирования выполнить гидравлический расчет газопровода от УПСВ ДНС-5 Покамасовского м/р до Локосовского ГПЗ на предмет обеспечения необходимой пропускной способности и согласовать с ТПП «Лангепаснефтегаз».

4. Подключение к газопроводу осуществить путем установки тройника, в период проведения остановочного ремонта Локосовского ГПЗ. При этом учесть техническое состояние прилегающих участков в пределах 100 метров в обе стороны от точки подключения, на основании проведенного диагностического обследования включающего, в том числе, и определение характеристик металла и параметров трубы в точках подключения.

Диагностику и выдачу результатов, по отдельному договору, выполнить силами независимой специализированной организации (ОАО «Башнефтегеофизика» ООО «ЦНИПР»), имеющей лицензию и все необходимые разрешительные документы на выполнение данного вида работ, за счет заинтересованной стороны.

5. При разработке проектной документации, руководствоваться материалами отчета по проведенному диагностическому обследованию.

6. Основанием для получения разрешения на СМР в охранной зоне газопровода является отчет с положительным заключением по диагностике участков и выполнение мероприятий эксплуатирующей организации по безопасному их проведению.

7. Узел подключения должен включать в себя запорную арматуру с дистанционным управлением на уровне диспетчерской службы ДНС-5 ТПП «Лангепаснефтегаз», по каждому месту врезки установить шаровой кран Ру16 с электроприводом и с байпасной линией с 2-х сторонней продувкой на свечу (данный крановый узел выполнить в отдельном ограждении).

Байпасные и свечные краны выполнить в подземном исполнении.

Проектом предусмотреть укрытие кранов, освещение и молниезащиту узла подключения.

Технологическую схему узла подключения на этапе проектирования согласовать с ТПП «Лангепаснефтегаз».

8. Площадку узла подключения выполнить с отсылкой и в ограждении. Предусмотреть подъездную автомобильную дорогу с твердым покрытием к узлу подключения для его обслуживания в период эксплуатации.

9. Проектной документацией предусмотреть выделение отдельным разделом проекта (пусковым комплексом) узла подключения (врезка в газопровод, участок газопровода от точки врезки до кранового узла, крановый узел в границах ограждения), включая сметную документацию.

10. Перед узлом подключения (по ходу газа) на подключаемом газопроводе предусмотреть (см. приложение 1):

- изолирующую вставку (ИФ) по ГОСТ Р 511 64-98, ВСН 39-1.22-007-2002, ВСН 39-1.8-008-2002 изготовленную по ТУ 10722003;

- регулятор давления газа (РД) в точке подключения, с регулированием давления после себя и выводом управления на АРМ диспетчерской службы ДНС-5 ТПП «Лангепаснефтегаз»;

- обратный клапан (КО);

- секущий шаровой кран с электроприводом (КР), выводом состояния и приоритетом управления на АРМ диспетчерской службы ДНС-5 ТПП «Лангепаснефтегаз».

11. Коммерческий узел измерения количественных и качественных показателей газа (далее коммерческий узел учета газа - КУУГ) расположить непосредственно у границы раздела зон эксплуатационной принадлежности между Обществами, конкретное место установки согласовать с ТПП «Лангепаснефтегаз». Проектирование узла измерения газа произвести в соответствии с требованиями действующей нормативной документацией государственной системы обеспечения единства измерений, а также стандартов и других нормативных документов системы стандартизации ОАО «ЛУКОЙЛ».

Коммерческий узел учета газа должен обеспечивать выполнение следующих функций:

- автоматическое определение расхода, давления и количества газа, приведённого к стандартным условиям, формирование двухчасовых и суточных отчётов;

- определение в автоматическом режиме:

- а) компонентного состава газа;

- б) плотности газа при стандартных условиях;

- с) теплотворной способности газа;

- д) числа Воббе;

- е) температуры точки росы по воде;

- ф) температуры точки росы по углеводородам;

- определение в автоматическом режиме объёмной доли кислорода;

- определение:

- а) массы сероводорода;

- б) массы меркаптановой серы;

- с) массы общей серы;

- дублирование технических средств измерительной системы. На КУУГ для повышения надёжности и достоверности измерений объёма газа необходимо применять дублирующие СИ: температуры, давления (перепада давления - при наличии), расхода, средства измерения физико-химических показателей (далее по тексту ФХП) и вычислительные устройства. При этом измерительная система должна обеспечивать непрерывный анализ результатов измерений параметров и расхода газа основных и дублирующих средств измерений;

- автоматическая самодиагностика комплекса технических средств, включая СИ, средства обработки информации;

- автоматическая запись компонентного состава в вычислитель;

- визуальное отображение информации о значениях измеряемых и вычисленных параметров потока и диагностической информации измерительной системы, с выводом полученной информации на АРМ диспетчерской службы ДНС-5 ТПП «Лангепаснефтегаз».

Пределы допускаемой относительной погрешности или расширенной неопределённости измерений объёма газа, приведённого к стандартным условиям, не должны превышать  $\pm 0,8\%$ .

Средства измерения ФХП передаваемого газа должны включать:

- потоковый хроматограф;

- потоковые анализаторы температуры точки росы газа по воде и по углеводородам;

- систему отбора проб газа, выполненную по ГОСТ 31370-2008.

Кроме этого на КУУГ обеспечить все необходимое поверочное и калибровочное оборудование, для проведения контроля метрологических

характеристик и поверки расходомеров на месте эксплуатации. В технологической схеме узла измерения газа должна быть предусмотрена возможность последовательного включения расходомеров.

Применяемые средства измерений должны быть внесены в Государственный реестр СИ РФ, методики выполнения измерений аттестованы в установленном порядке и внесены в Федеральный реестр.

При проектировании КУУГ необходимо организовать передачу информации по количеству и качеству газа на АРМ диспетчерской службы ДНС-5 ТПП «Лангепаснефтегаз» по протоколу TCP/IP или Modbus (согласовать дополнительно).

Требования к метрологическому обеспечению КУУГ привести в технических требованиях (задании на проектирование) на разработку проектной документации, техническом задании и проектной документации и согласовать с главным метрологом ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь».

Выполнение требований по метрологическому обеспечению должно быть подтверждено результатами метрологической экспертизы технического задания, проектной документации и приёмо-сдаточными испытаниями КУУГ, проводимыми в установленном порядке, включая приёмо-сдаточные испытания наиболее важных элементов технологического оборудования (например, камер усреднения СУ, калиброванных участков ИЛ, ПР) с участием заинтересованных сторон.

Перед КУУГ проектом предусмотреть установку фильтров-сепараторов для исключения попадания на ИЛ капельной жидкости и механических примесей.

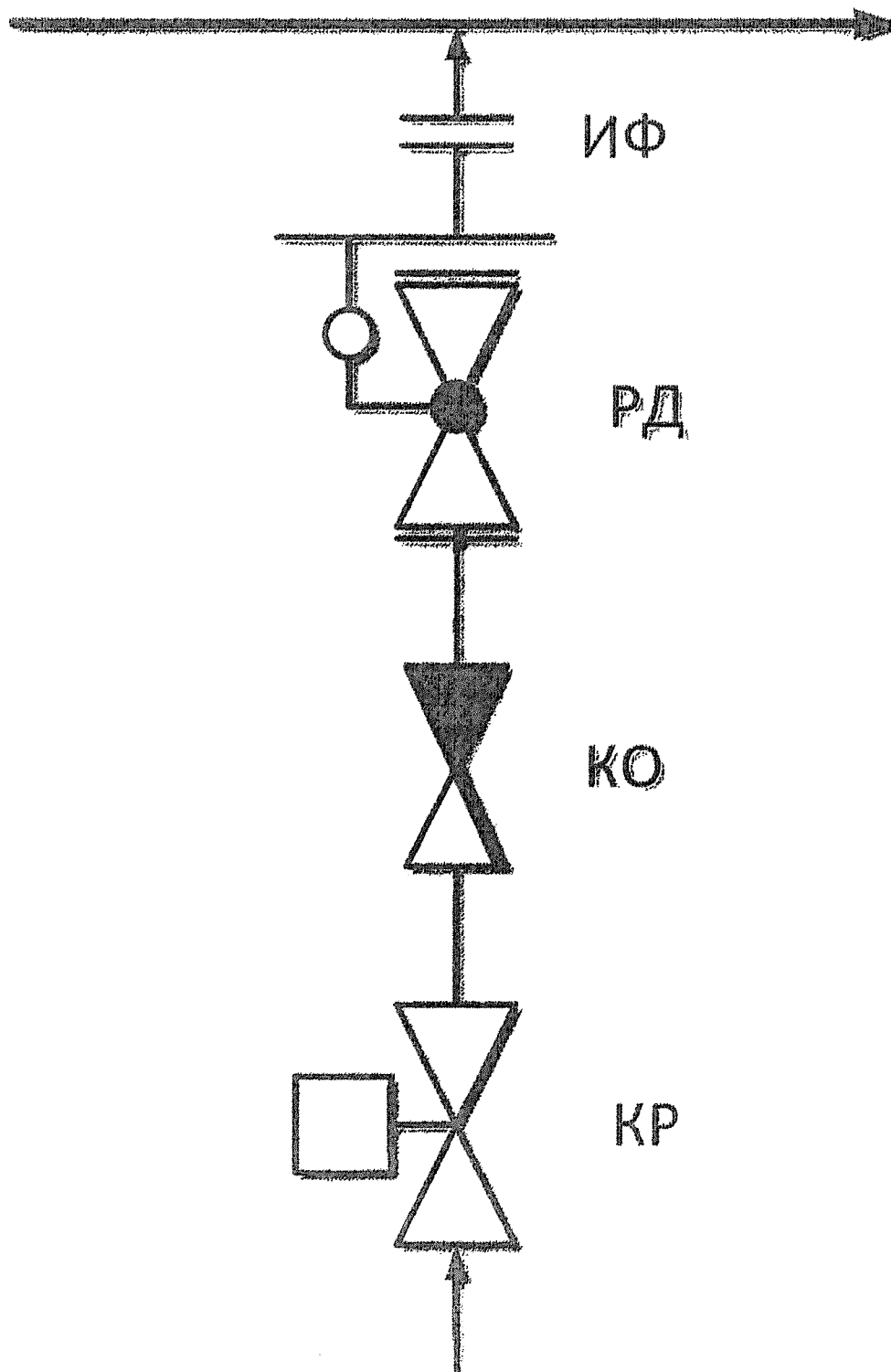
Раздел «Электроснабжение» проекта выполнить в строгом соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ) и технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям.

Первый заместитель генерального  
директора – главный инженер  
ТПП «Лангепаснефтегаз»



С.А. Яскин

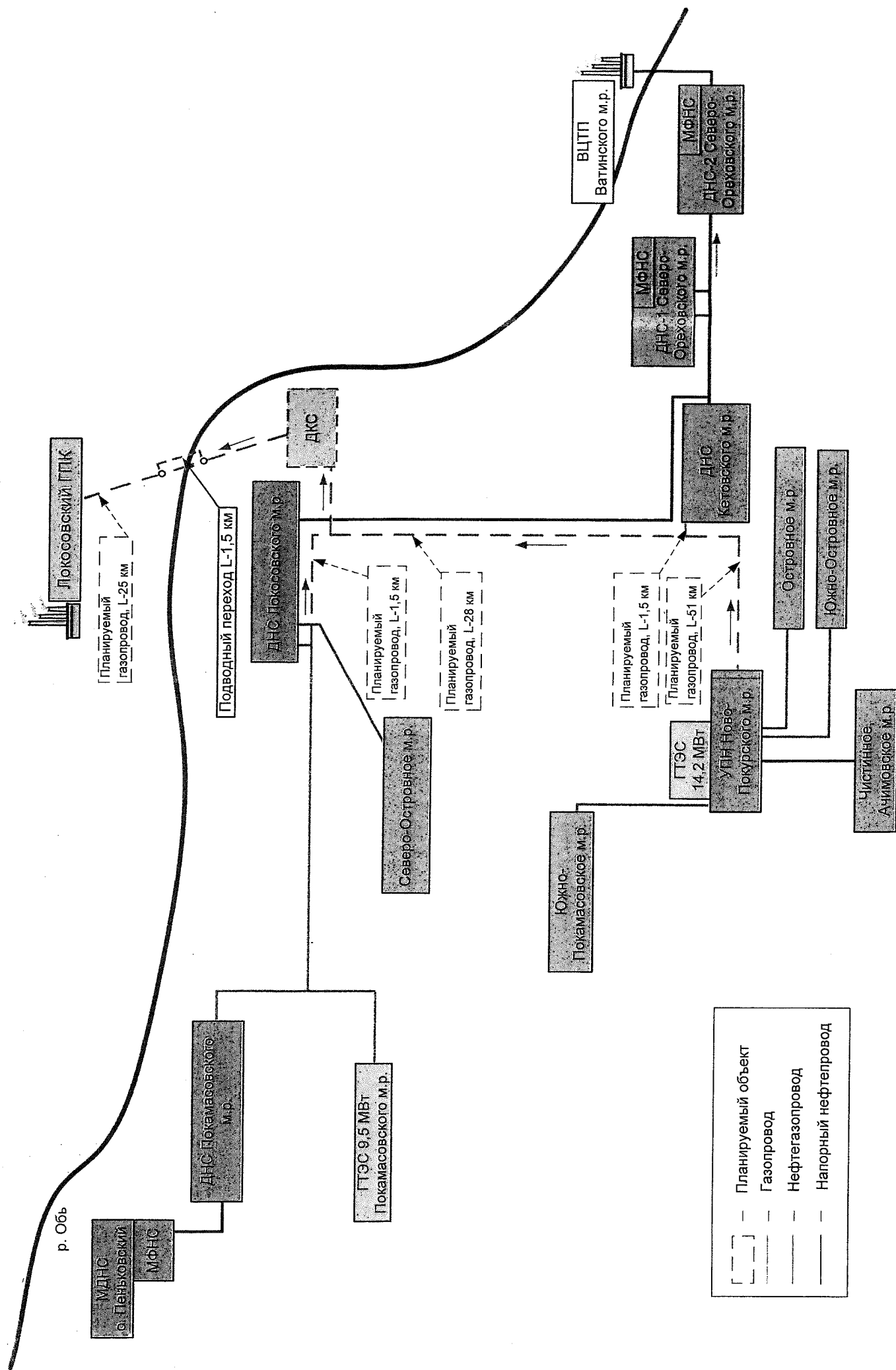
Принципиальная схема  
узла подключения к газопроводу





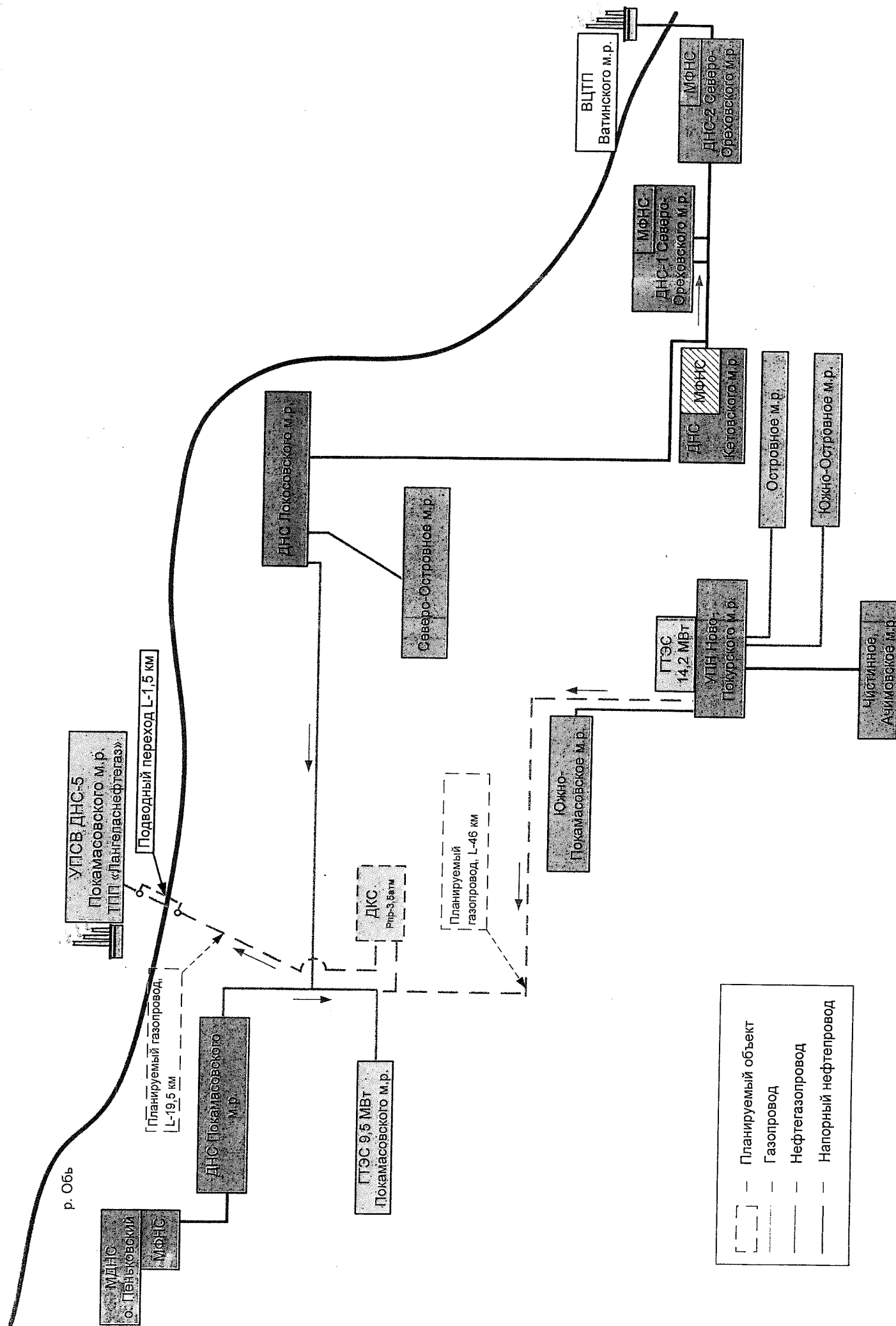
# Схема

системы газопроводов Левобережной группы месторождений (транспорт ПНГ на Локосовский ГПК ТПП Лангеласнефтегаз))



# Схема

системы газопроводов Левобережной группы месторождений в газопровод ДНС-5 Покамасовского месторождения  
ТНП «Лангаснефтегаз».





ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
**СИБУР Холдинг**  
(ПАО «СИБУР Холдинг»)  
ООО «СИБУР» – управляющая  
организация ПАО «СИБУР Холдинг»

Исполнительному директору  
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»  
А.Г. Кану

18.11.2014г. № 7119/14/СХ  
На № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

О сотрудничестве по поставкам ПНГ

Уважаемый Алексей Геннадьевич!

В ответ на Ваше письмо № АК-844 от 14.11.2014 г. ПАО «СИБУР Холдинг» подтверждает наличие технической возможности приема в переработку на ОАО «Нижневартовский ГПК» начиная с 2017 года дополнительного объема попутного нефтяного газа (далее - ПНГ) из ресурсов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» в соответствии с профилем, указанным в Варианте №1 Приложения к Вашему письму:

Период	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Объем ПНГ, млн. м <sup>3</sup>	153,620	178,260	185,760	182,890	172,490	163,070	155,430	148,860

При наличии дополнительного потенциала по ресурсам, сверх заявленного профиля, также будем готовы вести диалог об их приеме на наши перерабатывающие мощности.

При этом существенным условием заинтересованности ПАО «СИБУР Холдинг» в приобретении указанных объемов является сохранение сложившейся в настоящее время экономики поставок основных объемов, которая обеспечивается соотношением цены и качества газа. В этой связи, для более детальной проработки как коммерческих, так и технических аспектов приема предлагаемого к поставке газа просим Вас направить данные по его качественным характеристикам и компонентному составу.

Для резервирования мощностей ОАО «Нижневартовский ГПК» с целью обеспечения гарантированного приема указанных объемов ПНГ в период 2017-2024гг. необходимо обеспечить заключение соответствующей договорной документации между ПАО «СИБУР Холдинг» («Покупатель») и компаниями-собственниками данного ресурса.

С уважением,

Директор  
Развитие и сырьевое обеспечение  
ДУВС ООО «СИБУР»

Д.А. Соломатин

(Иск.: А.Н. Потапова (тел.\*29-03))

ОКПО	78013185	тел.:	(495) 777-55-00
ОГРН	1057747421247	факс:	(495) 718-90-65
ИНН	7727547261	факс:	(495) 718-91-59
КПП	720601001	e-mail:	info@sibur.ru
			www.sibur.ru

Восточный промышленный район, квартал 1, № 6,  
строение 30, г. Тобольск, Тюменская область, 626150.  
Почтовый адрес:  
ул. Кржжановского, д. 16, корп. 1  
Москва, ГСП-7, 117997

Передаваемая информация не предназначена для публичного использования. Прямое публичное раскрытие прилагаемых данных через распространение в средства массовой информации, размещение на сайтах или иным способом требует предварительного согласия со стороны ПАО «СИБУР Холдинг»

Fig. 2. The dependence of the  $\alpha$ -value on the  $\beta$ -value for the  $^{238}\text{Pu}$  and  $^{239}\text{Pu}$  isotopes. The  $\alpha$ -value is calculated from the  $\beta$ -value by the use of the  $\alpha$ - $\beta$  correlation equation (1).

1914

Livingstone party

№	Содержание	Всего в отчетном периоде										В отчетном периоде										Итого	Всего в отчетном периоде																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
		в отчетном периоде					в отчетном периоде					в отчетном периоде					в отчетном периоде																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																					
		Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ			Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ	Средства на оплату работ

1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096	2097	2098	2099	2100	2101	2102	2103	2104	2105	2106	2107	2108	2109	2110	2111	2112	2113	2114	2115	2116	2117	2118	2119	2120	2121	2122	2123	2124	2125	2126	2127	2128	2129	2130	2131	2132	2133	2134	2135	2136	2137	2138	2139	2140	2141	2142	2143	2144	2145	2146	2147	2148	2149	2150	2151	2152	2153	2154	2155	2156	2157	2158	2159	2160	2161	2162	2163	2164	2165	2166	2167	2168	2169	2170	2171	2172	2173	2174	2175	2176	2177	2178	2179	2180	2181	2182	2183	2184	2185	2186	2187	2188	2189	2190	2191	2192	2193	2194	2195	2196	2197	2198	2199	2200	2201	2202	2203	2204	2205	2206	2207	2208	2209	2210	2211	2212	2213	2214	2215	2216	2217	2218	2219	2220	2221	2222	2223	2224	2225	2226	2227	2228	2229	2230	2231	2232	2233	2234	2235	2236	2237	2238	2239	2240	2241	2242	2243	2244	2245	2246	2247	2248	2249	2250	2251	2252	2253	2254	2255	2256	2257	2258	2259	2260	2261	2262	2263	2264	2265	2266	2267	2268	2269	2270	2271	2272	2273	2274	2275	2276	2277	2278	2279	2280	2281	2282	2283	2284	2285	2286	2287	2288	2289	2290	2291	2292	2293	2294	2295	2296	2297	2298	2299	2300	2301	2302	2303	2304	2305	2306	2307	2308	2309	2310	2311	2312	2313	2314	2315	2316	2317	2318	2319	2320	2321	2322	2323	2324	2325	2326	2327	2328	2329	2330	2331	2332	2333	2334	2335	2336	2337	2338	2339	2340	2341	2342	2343	2344	2345	2346	2347	2348	2349	2350	2351	2352	2353	2354	2355	2356	2357	2358
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

..... 3. attachment to the contract; .....

[illegible]

Важнейшим фактором, влияющим на формирование и развитие личности, является семья. Именно в семье закладываются основы личности, формируется характер, складываются ценности и убеждения. Семья является первой и наиболее значимой социальной средой, в которой ребенок растет и развивается. В семье ребенок получает любовь, заботу, поддержку и внимание, которые необходимы для его полноценного развития. Семья также является источником знаний, опыта и традиций, которые передаются от старших поколений к младшим. Таким образом, семья играет ключевую роль в формировании личности и оказывает огромное влияние на ее дальнейшее развитие.

## Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

$P$  – давление проектное (кгс/см<sup>2</sup>)

$Dу$  – диаметр трубопровода (мм)

$h$  – глубина залегания (м)

ПК - пикетаж

Телефон:

ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод - синий

ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

**Нефтесборный коллектор**

**$P - 40$  кгс/см<sup>2</sup>**

**$Dу - \varnothing 325$  мм**

**$h - 0,8$  м.**

**ПК - 02+15**

**Телефоны: 4-62-22; 4-69-43**