


- 6.18. Определение мест пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов переврезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».
- 6.19. Выполнение расчёта вырубки просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 6.20. Линейные разъединители на первых отпаячных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КН-282.
- 6.21. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 6.22. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 6.23. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КН-282 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 6.24. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 6.25. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 6.26. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

Приложение: Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-5,16 ПС-35/6кВ «Куст-150» - на 2 листах в 1 экземпляре.

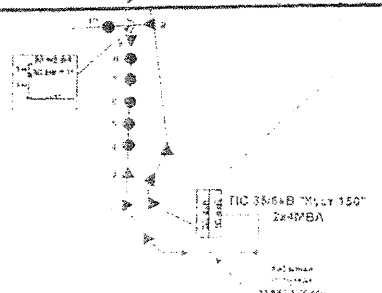
**Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»**

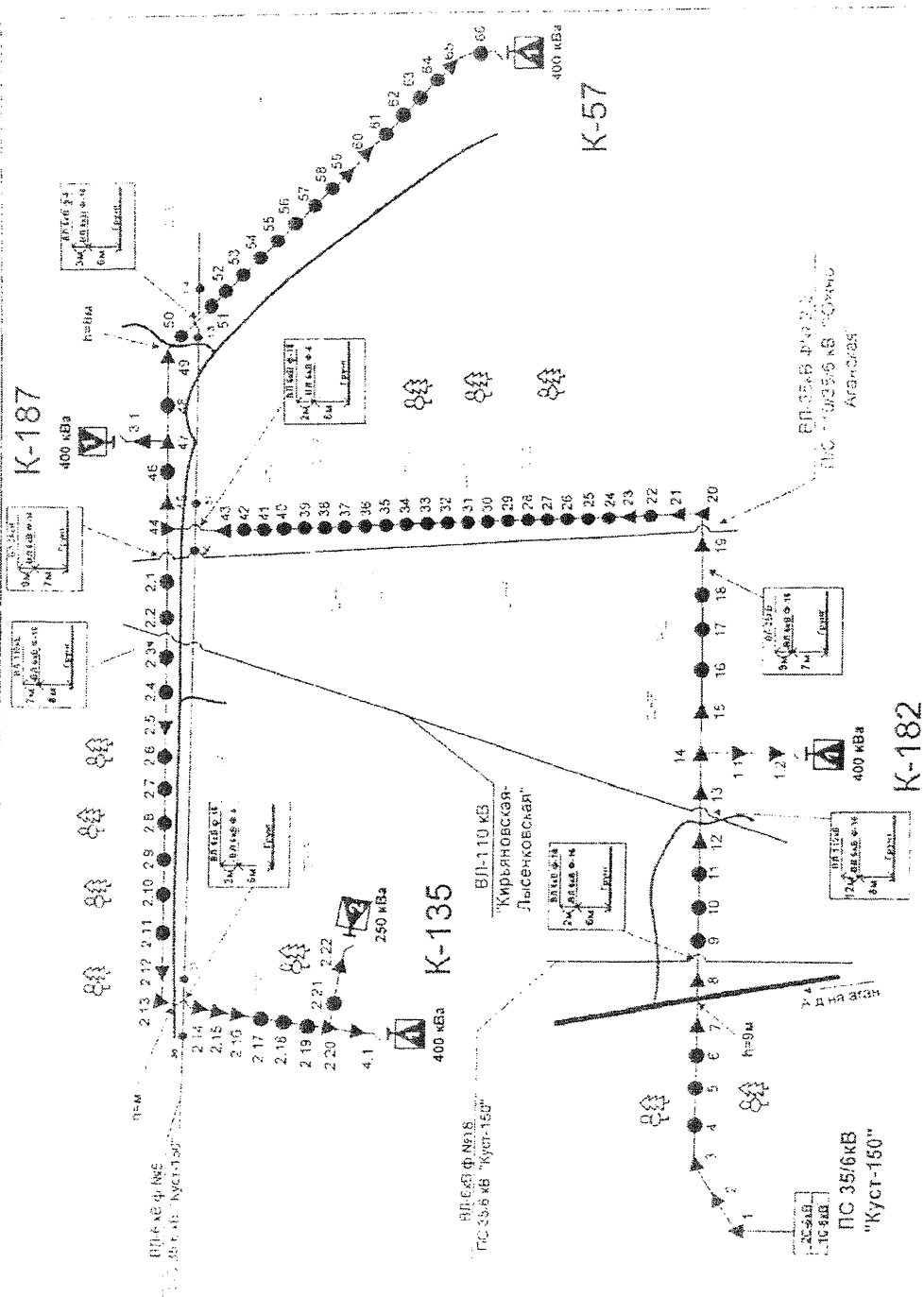
 **В.В. Долгушин**

**Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»**



В.Е. Сыровежкин

[illegible]



автострога	
грунтово-автострога	
ВЛ 110кВ	
ВЛ 35кВ	
ВЛ 6кВ	
болото	
лес	
КТПН 6/0.4кВ	

400 кВ	10.0 км
35 кВ	3.5 км
110 кВ	0.3 км
6 кВ	0.05 км
6 кВ	0.1 км
110 кВ	1.05 км
400 кВ	1.0 км

ИМ	Лист	Ф.И.О.	Дата	Подпись	04-006-ВЛ-043
Долгушин В.В.	Мухомов А.В.	И.О. - начальник ЦДС	И.О. - начальник ЦДС	И.О. - начальник ЦДС	ВЛ-6кВ Ф-18
И.О. - начальник ЦДС	И.О. - начальник ЦДС	И.О. - начальник ЦДС	И.О. - начальник ЦДС	И.О. - начальник ЦДС	ПС 35/6 кВ "Куст-150"
И.О. - начальник ЦДС	И.О. - начальник ЦДС	И.О. - начальник ЦДС	И.О. - начальник ЦДС	И.О. - начальник ЦДС	поопорная схема
И.О. - начальник ЦДС	И.О. - начальник ЦДС	И.О. - начальник ЦДС	И.О. - начальник ЦДС	И.О. - начальник ЦДС	ООО «МЭН»
И.О. - начальник ЦДС	И.О. - начальник ЦДС	И.О. - начальник ЦДС	И.О. - начальник ЦДС	И.О. - начальник ЦДС	С/Р №4



Приложение №3
к 7405 10.12.14

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**НАЧАЛЬНИК ДЕПАРТАМЕНТА ГЕОЛОГИИ И
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-67-86, факс (34643) 4-64-91

_____ 2014г.
На № _____

№ _____ 05-12-14
от _____ 2014г.

**Начальнику департамента по
новым проектам, технике и
технологии
ОАО «СН-МНГ»
М.Н. Бессонову**

О предоставлении проектных данных


Уважаемый Михаил Николаевич!

В соответствии с запросом Директора по перспективному развитию производства и обустройства месторождений за № ИГ-275 направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №№ 346, 157 Аганского месторождения, КП №№ 46, 280, 281, 282 Ватинского месторождения, КП №№ 63, 75, 86, 91, 96, 99 Западно-Асомкинского месторождения, КП № 46 Западно-Усть-Балыкского месторождения, КП № 64 Мегионского месторождения, КП № 61 Покамасовского месторождения, КП № 64 Мегионского месторождения, КП №№ 117, 119 Северо-Покурского месторождения, КП № 151 Тайлаковского месторождения. Взамен запрашиваемого КП № 346ис Тайлаковского месторождения направляю вам для проектирования данные по КП № 134 Тайлаковского месторождения. Так же направляю Вам актуализированные проектные данные по КП № 176 Аганского месторождения.

Приложение
:

1. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 345 Аганского месторождения.
2. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 157 Аганского месторождения.
3. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 176 Аганского месторождения.
4. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 46 Ватинского месторождения.
5. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 280 Ватинского месторождения.
6. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 281 Ватинского месторождения.
7. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 282 Ватинского месторождения.
8. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 63 Западно-Асомкинского месторождения.
9. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 75 Западно-Асомкинского месторождения.
10. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 86 Западно-Асомкинского месторождения.
11. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 91 Западно-Асомкинского месторождения.
12. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 96 Западно-Асомкинского месторождения.
13. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 99 Западно-Асомкинского месторождения.
14. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 46 Западно-Усть-Балыкского месторождения.
15. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 64 Мегионского месторождения.
16. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 61 Покамасовского месторождения.
17. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 117 Северо-Покурского месторождения.
18. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 119 Северо-Покурского месторождения.
19. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 134 Тайлаковского месторождения.
20. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 151 Тайлаковского месторождения.

С уважением,



М.Ф. Старинцын

Динамика основных показателей разработки КП № 282 Вагинского месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
КП № 282											
1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
2	в том числе: эксплуатационных	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
3	- разведочных	3	5	5	5	5	5	5	5	5	5
4	- опытно-промышленных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	в том числе: нефть, тыс. т	42	70	43	41	39	38	37	36	35	34
6	Газовая продуктивность, тыс. т	183	445	449	449	450	449	449	449	450	449
7	Газовый фонд скважин, тыс. м³	219	365	365	365	365	365	365	365	365	365
8	Газовый фонд скважин, млн м³	5,0	8,3	5,2	4,9	4,7	4,6	4,4	4,3	4,2	4,1

Начальник отдела ОПиМПР

А.М. Горбачев

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 282 Ватинского
месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Ватинское	282	гор 2ств	AB ₁ ³	140	48	60
		гор 2ств	AB ₁ ³	140	48	60
		нагн	AB ₁ ³	50	17	60
		гор 2ств	AB ₁ ³	140	48	60
		нагн	AB ₁ ³	50	17	60
		гор 2ств	AB ₁ ³	140	48	60
		нагн	AB ₁ ³	50	17	60
		гор 2ств	AB ₁ ³	140	48	60
		нагн	AB ₁ ³	50	17	60
		гор 2ств	AB ₁ ³	140	48	60
		нагн	AB ₁ ³	50	17	60
		гор 2ств	AB ₁ ³	140	48	60
Сумма				1230	421	
Ср. Q				103	35	

Проектные данные по КП № 282 Ватинского месторождения

№ п.п.	Месторождение	Куст	Шлаг	Ватинское НГДУ							Газо- содерже- ние, м³/сут	Пл. геометри- ческой	
				всего	добыв	Кол-во скважин			объем добычи				объем закачки м³/сут
						с отрабо	без отрабо	нагл	водозаб	жидк м³/сут			
1	Ватинское	282	AB ₁ ³	12	7	5	0	0	1230	421	1000	AB ₁ ³ - 120	AB ₁ ³ - 120
1	Итого по месторождению			12	7								

Данные с учетом отработки нагнетательных скважин (в сумме всех работающих скважин по пусковому дебиту).

Начальник геологического отдела ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Начальник ОМППР ОАО "СН-МНГ"

Горбань А.М.



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34663) 4-63-68, факс (34663) 4-63-78

17 10 2014 г.
На № _____

№ 14-151
от _____ 2014 г.

И.о. начальника ДПП и ОМ
А.А.Дмитриеву

О предоставлении информации

В ответ на исходящее письмо № МБ-857 от 15.10.2014г. направляю перечень скважин:

- Аганское месторождение нефти КП № 34бис, 157, 176;
 - Ватинское месторождение нефти КП № 46, 280, 2081, 282;
 - Западно-Асомкинское месторождение нефти КП № 63, 75, 86, 91, 96, 99;
 - Западно-Усть-Балыкское месторождение нефти КП № 46;
 - Мегионское месторождение нефти КП № 64;
 - Северо-Покурское месторождение нефти КП № 117, 119;
 - Тайлаковское месторождение нефти КП № 151, 134 (взамен 34бис);
 - Покамасовское месторождение нефти КП № 61,
- с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 20 л., 1 экз.

Начальник ТОподПД ДДПГ

И.Р. Шамсутдинов

Перечень скважин КП №282 Ватинского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Дпуск, м/сут по жид-ти	Дпуск, м/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПУД, кВт
Ватинское	***	282	гор 2ств	AB1/3	140	48	60	ЭЦНС-160-1500	63
	***		гор 2ств	AB1/3	140	48	60	ЭЦНС-160-1500	63
	***		нагн	AB1/3	50	17	60	ЭЦНС-50-1500	32
	***		гор 2ств	AB1/3	140	48	60	ЭЦНС-160-1500	63
	***		нагн	AB1/3	50	17	60	ЭЦНС-50-1500	32
	***		гор 2ств	AB1/3	140	48	60	ЭЦНС-160-1500	63
	***		нагн	AB1/3	50	17	60	ЭЦНС-50-1500	32
	***		гор 2ств	AB1/3	140	48	60	ЭЦНС-160-1500	63
	***		нагн	AB1/3	50	17	60	ЭЦНС-50-1500	32
	***		гор 2ств	AB1/3	140	48	60	ЭЦНС-160-1500	63
	***		нагн	AB1/3	50	17	60	ЭЦНС-50-1500	32
	***		гор 2ств	AB1/3	140	48	60	ЭЦНС-160-1500	63
					Сумма	1230	421		
					Ср Q	103	35		

ЛЭЗ ВОШЬ

№ 79 от 10.12.14

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегнонефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙТЕР

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегнон, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 46-880, факс (34643) 46-975

№ 79 от 10.12.14 г.
На №

№ 79 от 10.12.14 г.

Начальнику ДИРПНО
ОАО «СН-МНГ»
М. Н. Бессонову

Об исходных данных по кустовым
площадкам

Сообщаем проектные координаты первой скважины и НДС на куст,
включенный в план эксплуатационного бурения.

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторож- дение	Координаты		НДС
			X	Y	
1.	282	Ватинское	779479	392823	190°

Главный маркшейдер

А. А. Новичков

Начальник департамента
геологии и разведки

М. Н. Бессонов

Ватинское м-е
М 1:25000

56

814

• 1311

153

52

55

187

135

К-172

1308

32

150

182

• 1216

105

57

ОТ:

ТЕЛ:

8 ДЕК 2014 12:49 СТР1



Приложение №6

№ 79/67 10.12.14

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-73-93, факс (34643) 4-73-93

от 08 12 2014г.
На № _____

№ АТ-46/1428
от _____ 2014г.

Начальнику ДПП и ОМ
ОАО «СН-МНГ»
Бессонову М.Н.

О проектировании

Уважаемый Михаил Николаевич!

На основании Регламента взаимоотношений между службами ОАО «СН-МНГ» о разработке проектной документации, сообщаю Вам, что по нижеперечисленным кустовым площадкам необходимо применить типовую схему разбуривания и количество отходов бурения с одной скважины:

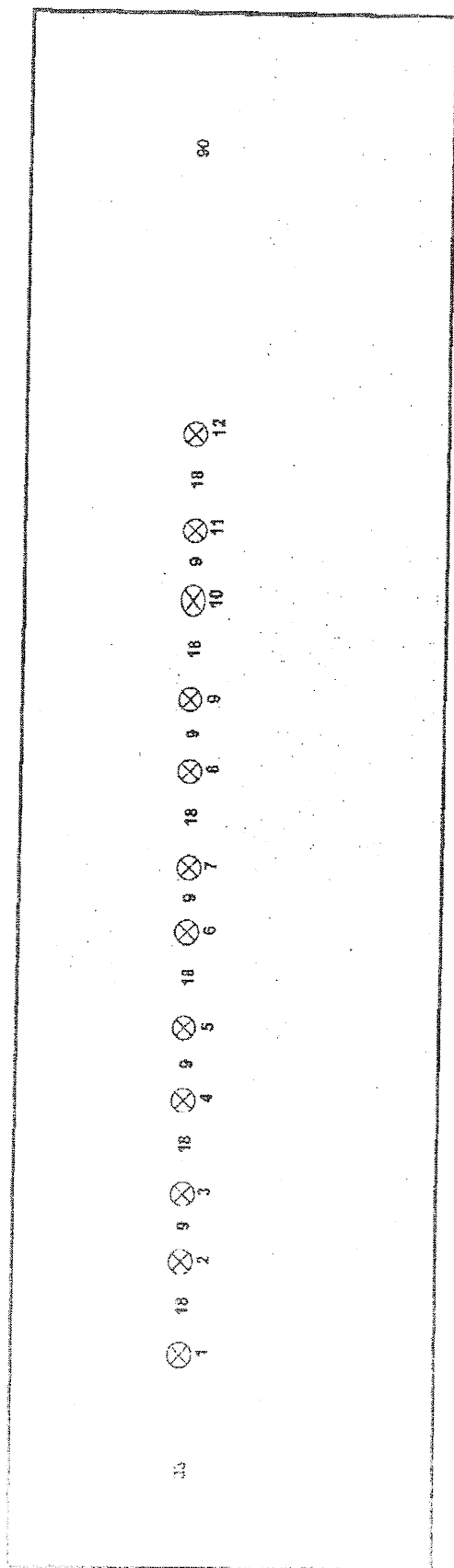
1. КП № 4бис, 280,281,282 Ватинское м/р – гор - 1500м³, н/н - 1200м³;
2. КП № 34бис, 157, 176 Аганское м/р – гор - 2000м³, н/н - 1500м³;
3. КП № 117, 119 Северо-Покурское м/р – гор - 1500м³, н/н - 2000м³;
4. КП № 64 Мегионское м/р – гор-1500м³, н/н - 1200м³;
5. КП № 63, 75, 86, 91, 96, 99 3-Асомкинское м/р – гор-2000м³, н/н - 1500м³;
6. КП № 46 3-У-Балыкское м/р – гор-2000м³, н/н - 1500м³;
7. КП № 151, 134 Тайлаковское м/р – гор-2000м³, н/н - 1500м³;
8. КП № 61 Покамасовское м/р – гор-2000м³, н/н - 1500м³.

С уважением,
Начальник ПТО по СС

А.Н. Терешун

А.Д. Пинарев
8(34643) 4-73-93

ТИПОВАЯ СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН КУСТА
при бурении одной буровой установкой



Д.А. Брюхов

Д.И. Уразов

Начальник ДСС

Гл. специалист ПТО ДСС

Приложение № 2
к ТУСТ 1018.14



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ОТДЕЛ АВТОМАТИЗАЦИИ

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-14-66. факс (34663) 4-19-07

29 октября 2014 г.

На № _____

№ Х-19-1583

от _____ 201__ г.

Начальнику Департамента по
новым проектам техники и
технологии ОАО «СН-МНГ»
М.Н. Бессонову

О предоставлении ТУ.

На исх. № МБ-878 от 23.10.2014г направляю технические условия для проектирования разделов АСУ ТП кустовых площадок следующих кустовых площадок:

- Тайлаковского м.р. КП №№ 8-б, 29-б, 30-б, 42-б, 56-б, 68, 117, 134, 151;
- Аганского м.р. КП №№ 34-б, 157, 176;
- Ватинского м.р. КП №№ 4-б, 280, 281, 282;
- Западно-Асомкинского м.р. КП №№ 63, 75, 86, 91, 96, 99;
- Западно-Усть-Балыкского м.р. КП № 46;
- Мегионского м.р. КП № 64;
- Северо-Покурского м.р. КП №№ 117, 119;
- Покамасовского м.р. КП № 61.

Приложение:

Технические условия

390 л.

Начальник отдела

С.В. Паливайко

д.в. Бессонов
д.в. Бессонов

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА

«ОБУСТРОЙСТВО ВАТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 282».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотрено комплексную автоматизацию «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин № 282», обеспечивающую централизацию управления с использованием современных средств контроля и автоматического регулирования на базе микропроцессорной техники, высоконадежных электронных устройств и аппаратуры, позволяющих осуществлять управление, защитные блокировки и сигнализацию в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Определение основных технических условий для проектирования автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) произведено на основании и с учетом следующих материалов:

- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
- СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»;
- СНиП 3.05.07-85 «Системы автоматизации»;
- СНиП 21-01-97* «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- ВПНП 03/170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса»;
- ВПНП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности»;
- СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций»;
- СП 60.13330.2012 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха»;
- ТУ-газ-86 «Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- Федеральный закон №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Основной целью создания АСУ ТП является повышение эффективности производства за счет:

- повышения качества и безопасности ведения технологических процессов;
- повышения надежности управления технологическими объектами;
- повышения точности измерения технологических параметров;
- повышения оперативности действий обслуживающего персонала;
- снижение затрат на обслуживание технологического оборудования;
- снижение затрат на ведение технологических процессов;
- повышение безопасности производства, улучшения экологической обстановки за счет сокращения потерь нефти и газа.

2. Объекты АСУ ТП

В число технологических объектов, охватываемых АСУ ТП входят:

Куст скважин № 282 и скважины:

«Ватинская», «Ватинская АТ-IV».

- скважины с насосами ЭЦН;
- блок гребенок БГ;
- блок дозирования хим.реагента;
- система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин.

3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Ватинского месторождения нефти. Куст скважин 282» с использованием станции телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗКМ, вывод информации осуществит в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП - 2 Ватинского месторождения Ватинского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «НКТБ АСУ-Нефть» г.Тюмень.

Передача данных осуществляется по радиоканалу с применением радиостанции Motorola GM-340, с установкой в шкафу управления блока автоматики. Принятая степень автоматизации обуславливается рассредоточенностью объектов на территории месторождения и наличием необходимых средств контроля и управления.

В соответствии с принятой концепцией создания системы управления с применением вычислительной техники, проектируемая АСУ ТП строится по двухуровневому иерархическому принципу

1. Нижний уровень системы управления в составе:

Нижний уровень – это уровень управления территориально-распределенными технологическими объектами (куст скважин). Нижний уровень включает в себя элементы местной автоматики и локальные системы контроля и управления технологическими объектами на базе терминальных и микропроцессорных контроллеров. Для связи с системой ТМ необходимо применить станцию телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером СТМ ЗКМ, с установкой блоке местной автоматики на кустовой площадке.

Данное оборудование обеспечивает:

- сбор и первичную обработку технологических данных;
- обмен информацией с верхним уровнем управления;
- управление технологическими объектами на основе собранной информации и команд, поступающих с верхнего уровня управления или от оператора-технолога.

На верхний уровень с объектов кустовой площадки передается необходимая информация о значениях технологических параметров и состоянии основных насосных агрегатов.

2. Верхний уровень системы управления:

Верхний уровень - это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-2 Ватинского месторождения нефти Ватинского НГДУ.

4. Функции АСУ ТП

В соответствии с принятой архитектурой функции, реализуемые АСУ ТП, распределяются по уровням следующим образом:

Нижний уровень:

- сбор и первичная обработка технологической информации, поступающей от датчиков и измерительных преобразователей;
- управление технологическим процессом на основе собранной технологической информации и команд, поступивших с верхнего уровня управления;
- обмен информацией (прием и передача) с верхним уровнем управления;
- автоматизированное управление элементами местной автоматики, контроллера.

Верхний уровень:

- сбор и концентрация информации о ходе технологического процесса, поступающей от контроллеров нижнего уровня управления;
- внутренняя обработка и хранение информации, формирование базы данных;
- индикация и регистрация информации, реализация взаимодействия с персональным компьютером для предоставления информации АРМ оператора;
- организация оперативного контроля за деятельностью и работой оборудования.

- формирование и передача на нижний уровень управляющих воздействий по поддержанию заданных технологических режимов;

- диагностика работы технологического оборудования, технических и программных средств системы управления.

Оснащение технологических объектов, охватываемых АСУ ТП (перечень этих объектов приведен выше), датчиками, измерительными преобразователями, станциями управления, исполнительными механизмами и другой аппаратурой предусматривается в объеме, позволяющем осуществить следующие основные функции АСУ ТП по контролю и управлению этими объектами:

- автоматическое регулирование режимных технологических параметров;
- автоматическое и дистанционное управление приводами основных механизмов, защиты и блокировки при возникновении аварийных ситуаций;
- индикацию и регистрацию режимных и учетных технологических параметров;
- сигнализацию аварийную о предельных значениях технологических параметров;
- сигнализацию предупредительную об отклонениях от нормы режимных технологических параметров;
- сигнализацию исполнительную о состоянии приводов (включено/отключено) и исполнительных механизмов (открыто/закрыто);
- контроль параметров, обеспечивающих выполнение требований техники безопасности и охраны окружающей природной среды.

5. Объем автоматизации и АСУ ТП

Объемы автоматизации и АСУ ТП для технологических установок, размещаемых на кустовой площадке № 282:

1. Станция управления нефтяной скважиной

- предусмотреть местный и телемеханический контроль состояния насоса «работает», «не работает» по линии связи:

- дискретный сигнал типа «сухой контакт» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;

- предусмотреть передачу данных с контроллеров станций управления при помощи:

- цифрового сигнала типа интерфейс «RS 485» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;

2. Замерная установка «АГЗУ»

Замерная установка «АГЗУ» является блочно-комплектным устройством и поставляется с системой контроля и автоматики заводом-изготовителем.

В состав автоматизированной замерной установки входят:

- блок технологический (БТ);
- блок аппаратный (БА).

В состав блока аппаратного входят:

- станция телемеханики СТК-ЗК с встроенным мастер-контроллером CIM-ZKM и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Интротест»);
- станция управления АГЗУ (разработка завода изготовителя)

Станция телемеханики СТК-ЗК включает в себя:

- микроконтроллер «СТМ-ЗКМ»;
- блок эл. питания контроллера
- блок эл. питания радиостанции;
- радиостанция Motorola GM 340
- разъемы интерфейсные.

Приложение № 1.1:

Станция СТК-ЗК и кабериально присоединительные размеры -- 1 лист.

Станция управления АГЗУ обеспечивает измерение параметров и выполнение следующих функций контроля: приемных сигналов передаваемых по интерфейсу RS 485:

- измерение расхода газа, расхода нефти, расхода воды, расхода пара;
- автоматическое и ручное управление давлением газа, температурой;