

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-19-05, факс (34643) 4-11-57

16.03.2015 г.
Иа № _____

№ ВКС-582
от _____ 2015 г.

Директору по перспективному
развитию производства и
обустройству месторождений
И.Г. Тухфатуллину

О предоставлении ТУ

Уважаемый Ильдар Гарифуллович!

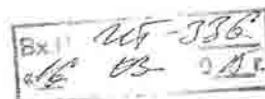
Направляю вам технические условия на электроснабжение КП-225, 226, 227
Аганского м/р, КП-75 Ново-Покурского м/р.

Приложение: 1. ТУ №71-2015 от 13.03.2015г. - 6 листов в 1 экз.;
2. ТУ №72-2015 от 13.03.2015г. - 5 листов в 1 экз.;
3. ТУ №73-2015 от 13.03.2015г. - 5 листов в 1 экз.;
4. ТУ №74-2015 от 13.03.2015г. - 4 листа в 1 экз.



В.Е. Сыровежкин

Исп.: Трошиков И.А.
Тел: 8(34643) 4-65-62



Вх 115-430
18.03.15

Технические условия № 73-2015 от 13.03.2015г.
на электроснабжение КП-225 Аганского м/р

Запрашиваемая мощность – 792 кВт.

1. Со стороны заказчика:

- 1.1. Выполнение технических условий №02-14/725 от 20.03.2013г., «О ТУ на реконструкцию ПС-35/6кВ «Куст-67».

2. Со стороны подрядной организации:

- 2.1. Разработать проект электроснабжения КП-225 Аганского месторождения нефти.

Проектом предусмотреть:

- 2.1.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-225 Аганского м/р. Трассу прохождения ВЛ-6кВ предварительно согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
- 2.1.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
- 2.1.4. Точки подключения:
- Существующие ВЛ-6кВ Ф-7, 18 ПС-35/6кВ «Куст-67». Номера опор определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опор в точках врезки.
- 2.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-67» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
- 2.1.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-225 – в соответствии с ГОСТ Р54149-2010.
- 2.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-225 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
- 2.1.8. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-болтов для подъёма к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.9. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однотрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
- 2.1.10. Калитку с механическим затвором из входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
- 2.1.11. Линейные разъединители на первых отпайных и конечных опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-225.

- 2.1.12. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН6/0,4кВ при помощи пластичных зажимов.
- 2.1.13. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КЛ-225 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 2.1.14. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 2.1.15. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 2.1.16. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.
- 2.1.17. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
- 2.1.18. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с в/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.19. В местах пересечения ВЛ-6кВ с в/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.20. Пересечение проектируемых ВЛ с надземными, наземными и подземными трубопроводами выполнить в соответствии с п.п.2.5.279-2.5.290 ПУЭ 7 изд. При необходимости выполнить реконструкцию трубопроводов и защиту опор проектируемых ВЛ.
- 2.1.21. При оснащении опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой ото льда и корчехода.
- 2.1.22. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
- 2.1.23. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23, ПУЭ.
- 2.1.24. Определение мест пересечения проектируемых и реконструируемых 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».
- 2.1.25. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 2.1.26. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозových перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 2.1.27. На планах трасс ВЛ-6кВ указывать линию вырубki леса, поросли, кустарников.
- 2.2. Проект, выполненный в соответствии с п.2.1. настоящих технических условий, согласовать с ООО «МЭН» и энергетическим отделом ОАО «СН-МНГ».
- 2.2.1. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.

- 2.3. Строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и профилактические испытания оборудования и защит на основании согласованной в соответствии с п.2.2. настоящих технических условий проектной документации.
3. Порядок выполнения мероприятий по электроснабжению КП-225 Аганского месторождения нефти:
- 3.1. Выполнить мероприятия, предусмотренные настоящими техническими условиями.
- 3.2. Провести осмотр (обследование) объекта капитального строительства должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора при участии представителей ОАО «СН-МНГ», ООО «МЭН».
- 3.3. Получить разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки.
4. Срок действия технических условий 12 месяцев.

Приложения: 1. Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-7,18 ПС-35/6кВ «Куст-67» - на 2 листах в 1 экземпляре.

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»



В.В. Долгушин

Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»

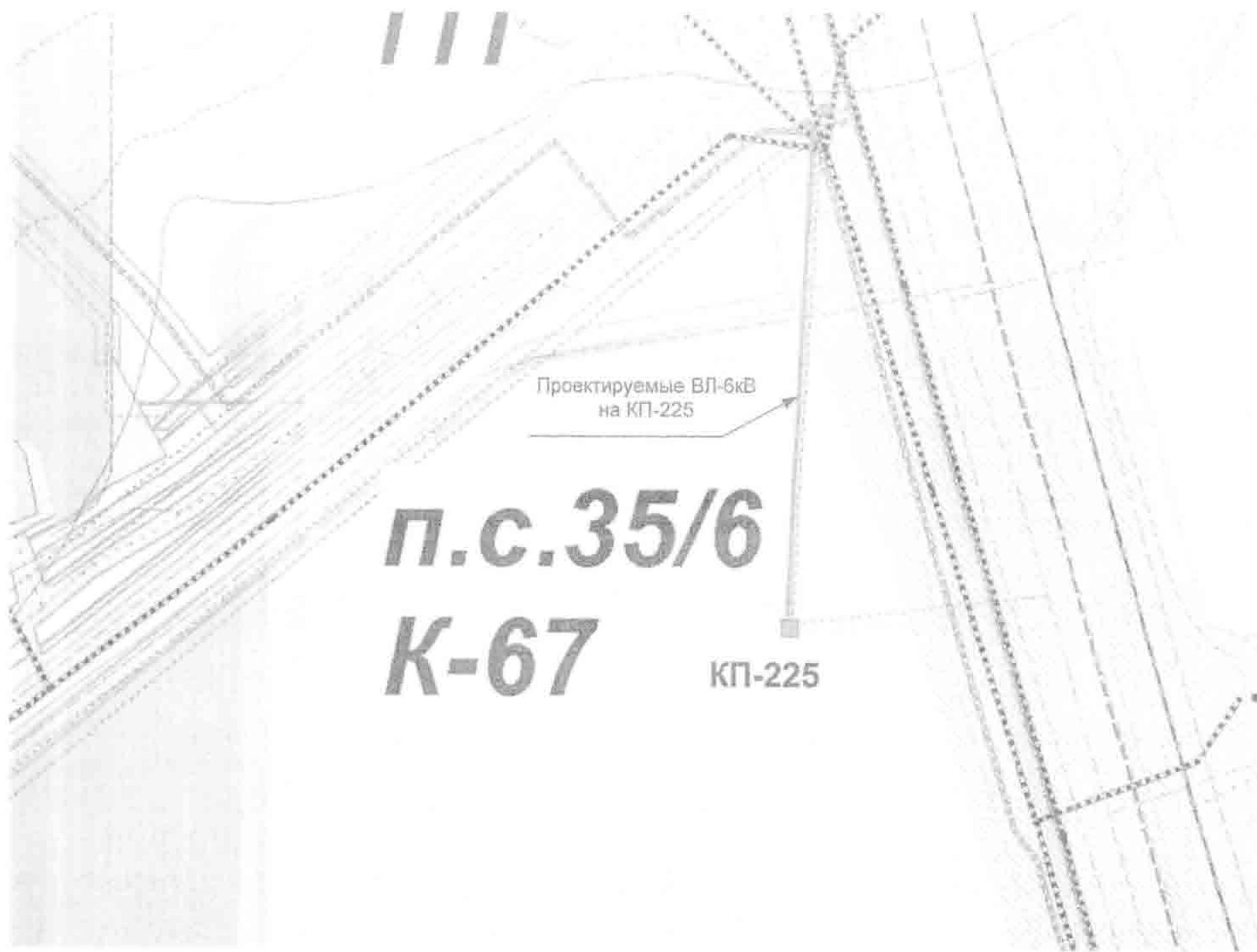


В.Е. Сыровецкий

П.С.35/6
К-67

Проектируемые ВЛ-6кВ
на КП-225

КП-225



Технические условия № 72-2015 от 13.03.2015г.
на электроснабжение КП-226 Аганского м/р

Запрашиваемая мощность – 792 кВт.

1. Со стороны заказчика:

- 1.1. Выполнение технических условий №02-14/725 от 20.03.2013г., «О ТУ на реконструкцию ПС-35/6кВ «Куст-67».

2. Со стороны подрядной организации:

- 2.1. Разработать проект электроснабжения КП-226 Аганского месторождения нефти.

Проектом предусмотреть:

- 2.1.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-226 Аганского м/р. Трассу прохождения ВЛ-6кВ предварительно согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
- 2.1.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
- 2.1.4. Точки подключения:
- Существующая ВЛ-6кВ Ф-18 ПС-35/6кВ «Куст-67». Номер опоры определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опоры в точке врезки.
 - Существующая опора №5.5 ВЛ-6кВ Ф-7 ПС-35/6кВ «Куст-67». Более точный номер опоры определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опоры в точке врезки.
- 2.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куст-67» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
- 2.1.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-226 – в соответствии с ГОСТ Р54149-2010.
- 2.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-226 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
- 2.1.8. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-болтов для подъёма к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.9. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однострансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
- 2.1.10. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.

- 2.1.11. Линейные разъединители на первых отпаечных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-226.
- 2.1.12. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 2.1.13. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-226 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 2.1.14. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 2.1.15. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 2.1.16. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, проверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.
- 2.1.17. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
- 2.1.18. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.19. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги - не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.20. Пересечение проектируемых ВЛ с надземными, наземными и подземными трубопроводами выполнить в соответствии с п.п.2.5.279-2.5.290 ПУЭ 7 изд. При необходимости выполнить реконструкцию трубопроводов и защиту опор проектируемых ВЛ.
- 2.1.21. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой ото льда и корчехода.
- 2.1.22. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
- 2.1.23. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 2.1.24. Определение мест пересечения проектируемых и реконструируемых 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».
- 2.1.25. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 2.1.26. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 2.1.27. На планах трасс ВЛ-6кВ указывать линию вырубki леса, поросли, кустарников.

- 2.2. Проект, выполненный в соответствии с п.2.1. настоящих технических условий, согласовать с ООО «МЭН» и энергетическим отделом ОАО «СН-МНГ».
- 2.2.1. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
- 2.3. Строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и профилактические испытания оборудования и защит на основании согласованной в соответствии с п.2.2. настоящих технических условий проектной документации.
3. Порядок выполнения мероприятий по электроснабжению КП-226 Аганского месторождения нефти:
- 3.1. Выполнить мероприятия, предусмотренные настоящими техническими условиями.
- 3.2. Провести осмотр (обследование) объекта капитального строительства должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора при участии представителей ОАО «СН-МНГ», ООО «МЭН».
- 3.3. Получить разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки.
4. Срок действия технических условий 12 месяцев.

Приложения: 1. Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-7,18 ПС-35/6кВ «Куст-67» - на 2 листах в 1 экземпляре.

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»



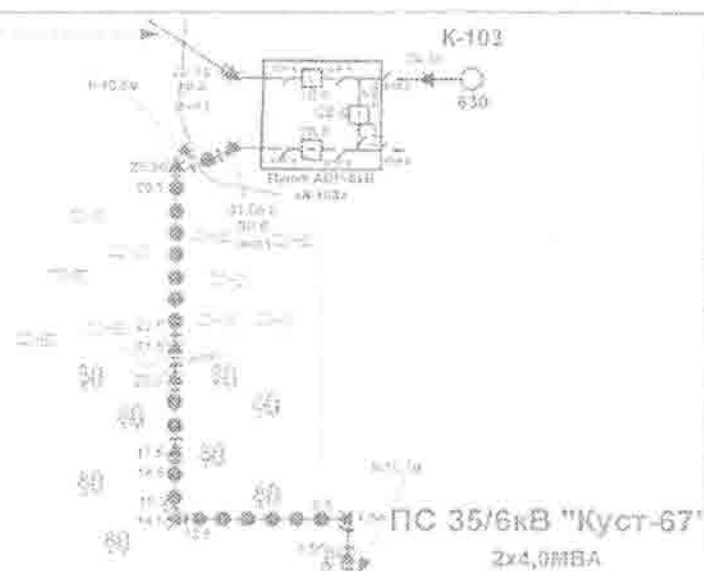
В.В. Долгушин

Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»

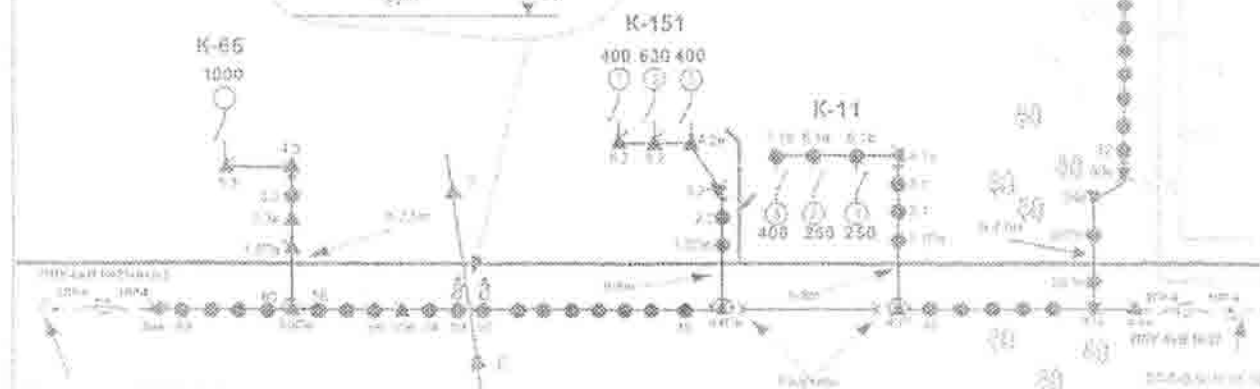
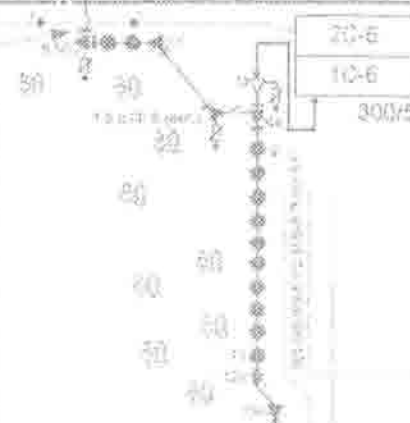


В.Е. Сыровецкий

◆	Опоры металл. промех
▲	Опоры металл. анкер
▷	Опоры жб., анкер
	Подвесная гидронда
⊕	Двухная изолятор
⊖	Повышенная изоля



Наименование	Тип	Полоса	Номера опор
А-анкер, утолщен	Металл	21	1A, 12, 13, 33, 34, 37, 43, 44, 55, 58, 64, 4, 5, 3, 2, 6, 2, 1, 3, 2, 0, 4, 3, 5, 3, 4, 1, 1, 5, 2, 5, 5, 5, 6, 5, 7, 5, 14, 5, 17, 5, 20, 5, 21, 5, 29, 5, 31, 5
	жб	1	1
Промеховые	Металл	61	2-11, 14-32, 35-39, 38-42, 45-64, 56-68, 60-63, 1, 1-0, 1, 5, 1-7, 5, 1, 2, 2, 2, 3, 3
Пролет	А-85		А-120 - отстойка на КП-103 Lобщ=5,21км L-1346м (отстойка на КП-103) Lпр=46м
Разрядники	ОПН	33	1-52, 53, 1, 5, 5, 5, 5, 5, КТПН №1, 2, 3, К-11, КТПН №1, 3, К-151
	РБД	6	КТПН К-96, КТПН №2 К-151
Кабель	2АВВГ 3x95		L = 35м



Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	05-006-ВЛ-014	Лист 2	Лист	Листов
Гл. инженер		Долгушин В.В.		2014	Поспорная схема ВЛ-6кВ Ф-7 ПС 35/6кВ "Куст-67"			
Нач. ПТО		Марченко А.Н.						
Инженер-проект.		Прустун Е.Н.			ООО "МетконЭнергоСервис"			
Инженер-смет.		Кудин В.В.						
Выполнил		Валитов Р.Х.						

Сетевой район 185

K-100,100б,100а

K-19

K-103

K-67

1п

K-18

Существующая ВЛ-6кВ Ф-7 ПС-35/6кВ «Куст-67»

Существующая ВЛ-6кВ Ф-18 ПС-35/6кВ «Куст-67»

**п.с.35/6
K-67**

K-

Проектируемая ВЛ-6кВ
№2 на КП-226

КП-226

Проектируемая ВЛ-6кВ
№1 на КП-226

816,81А

к

Технические условия № 71-2015 от 15.06.2015г.
на электроснабжение КП-227 Аганского м/р

Запрашиваемая мощность – 792 кВт.

1. Со стороны заказчика:

1.1. Выполнение технических условий №02-14/725 от 20.03.2013г., «О ТУ на реконструкцию ПС-35/6кВ «Куест-67».

2. Со стороны подрядной организации:

2.1. Разработать проект электроснабжения КП-227 Аганского месторождения нефти. Проектом предусмотреть:

2.1.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до КТПН-6/0,4кВ КП-227 Аганского м/р. Трассу прохождения ВЛ-6кВ предварительно согласовать с ООО «МЭИ».

2.1.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.

2.1.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.

2.1.4. Подключение в два этапа:

2.1.4.1. I этап – Перевод нагрузок с Ф-6 на Ф-4 ПС-35/6кВ «Куест-67»:

- Демонтаж провода в пролете опор №12-13 Ф-6 ПС-35/6кВ «Куест-67».

- Демонтаж провода в пролете опор №11-12 Ф-4 ПС-35/6кВ «Куест-67».

- Монтаж провода от опоры №12 Ф-6 до опоры №12 Ф-4 ПС-35/6кВ «Куест-67».

- Монтаж провода от опоры №11 Ф-4 до опоры №13 Ф-6 ПС-35/6кВ «Куест-67».

При необходимости произвести замену опор.

2.1.4.2. II этап – Точки подключения КП-227:

- Существующая опора №14 ВЛ-6кВ Ф-6 ПС-35/6кВ «Куест-67» (в перспективе ВЛ-6кВ Ф-4 ПС-35/6кВ «Куест-67» после выполнения п.2.1.4.1). Более точный номер опоры определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опор в точке врезки.

- Существующая опора №34 ВЛ-6кВ Ф-14 ПС-35/6кВ «Куест-67». Более точный номер опоры определить при проектировании. При необходимости выполнить замену опор в точке врезки.

2.1.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «Куест-67» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.

2.1.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-227 – в соответствии с ГОСТ Р54149-2010.

2.1.7. Пункт АВР-6кВ на КП-227 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.

- 2.1.8. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-баитов для подъема к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.9. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однотрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
- 2.1.10. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
- 2.1.11. Линейные разъединители на первых отпайных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КЛ-227.
- 2.1.12. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 2.1.13. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КЛ-227 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 2.1.14. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 2.1.15. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 2.1.16. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, проверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.
- 2.1.17. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
- 2.1.18. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.19. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
- 2.1.20. Пересечение проектируемых ВЛ с надземными, наземными и подземными трубопроводами выполнить в соответствии с п.п.2.5.279-2.5.290 ПУЭ 7 изд. При необходимости выполнить реконструкцию трубопроводов и защиту опор проектируемых ВЛ.
- 2.1.21. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой ото льда и корчевода.
- 2.1.22. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.
- 2.1.23. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.

- 2.1.24. Определение мест пересечения проектируемых и реконструируемых 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».
- 2.1.25. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 2.1.26. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозных перенапряжений типа ГИРМК, РДНП и т.п.
- 2.1.27. На планах трасс ВЛ-6кВ указывать липпо вырубki леса, поросли, кустарников.
- 2.2. Проект, выполненный в соответствии с п.2.1. настоящих технических условий, согласовать с ООО «МЭН» и энергетическим отделом ОАО «СН-МНГ».
- 2.2.1. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
- 2.3. Строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и профилактические испытания оборудования и защит на основании согласованной в соответствии с п.2.2. настоящих технических условий проектной документации.
3. Порядок выполнения мероприятий по электроснабжению КП-227 Аганского месторождения нефти:
- 3.1. Выполнить мероприятия, предусмотренные настоящими техническими условиями.
- 3.2. Провести осмотр (обследование) объекта капитального строительства должностным лицом органа федерального государственного энергетического надзора при участии представителей ОАО «СН-МНГ», ООО «МЭН».
- 3.3. Получить разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки.
4. Срок действия технических условий 12 месяцев.

Приложения: 1. Полюсная схема ВЛ-6кВ Ф-4,6,14 ПС-35/6кВ «Куст-67» - на 3 листах в 1 экземпляре.

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер ООО «МЭН»


В.В. Долгушин

Согласовано:
Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»

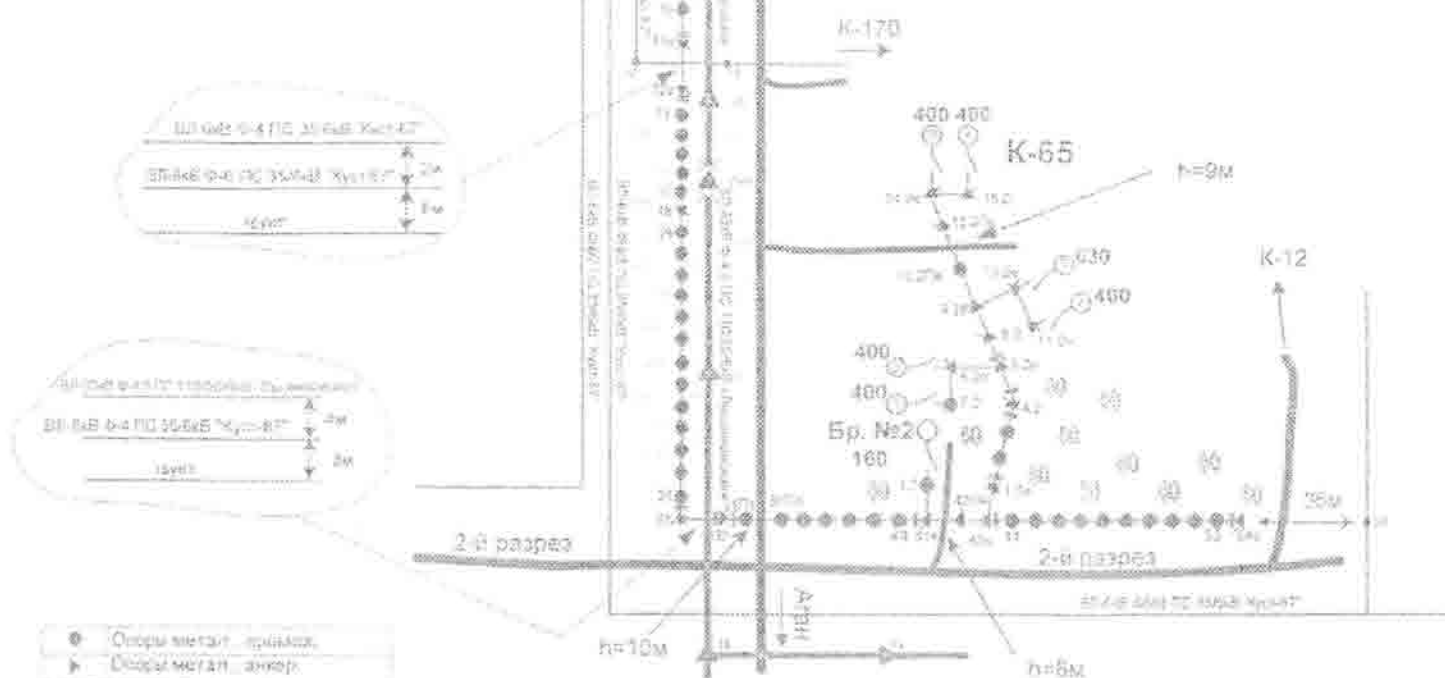

В.Е. Сыровецкий

ПС 35/6кВ "Куст-67"
2х4,0МВА

ТЛ - 2005

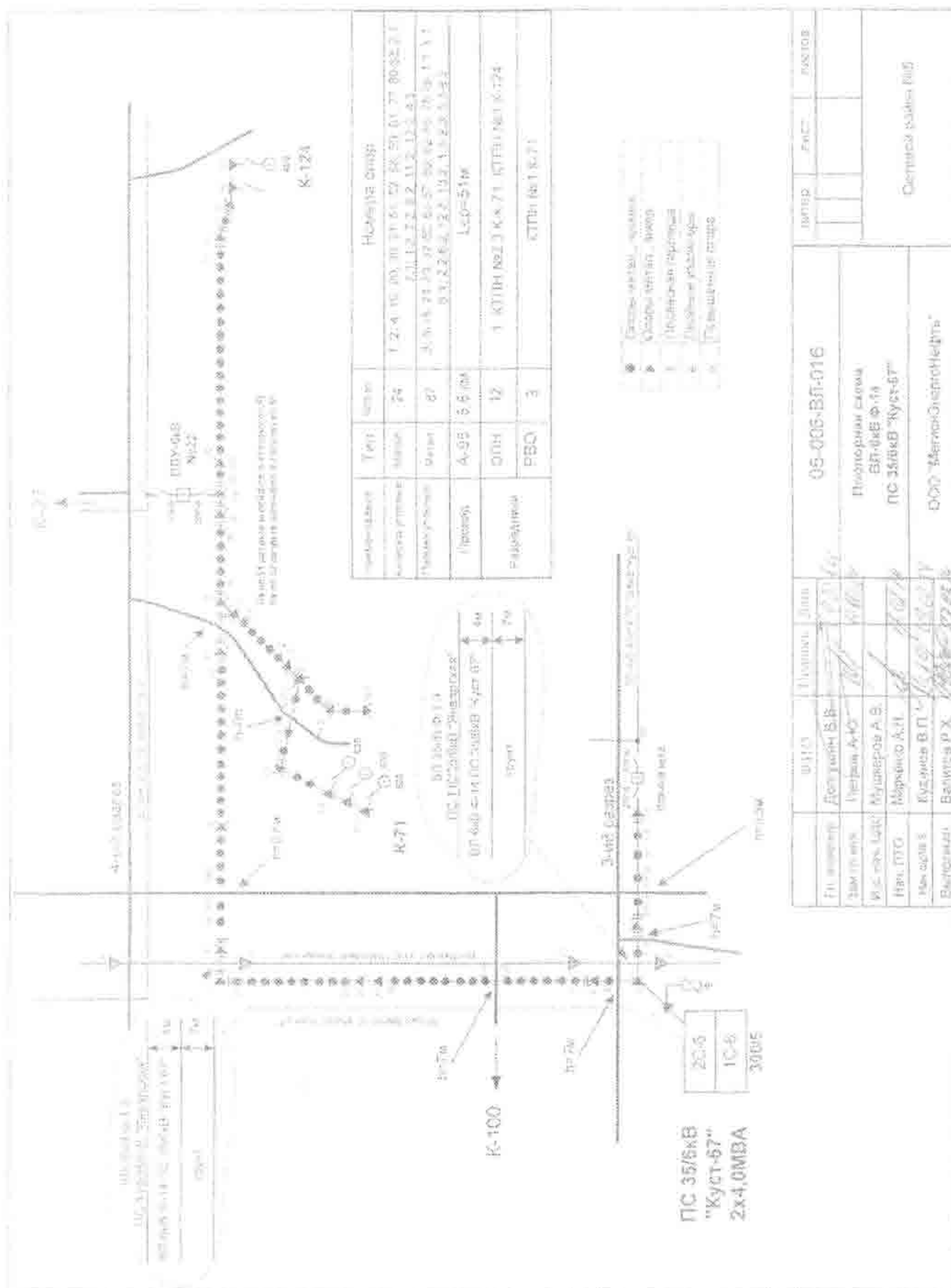
2С:Б
1С:Б

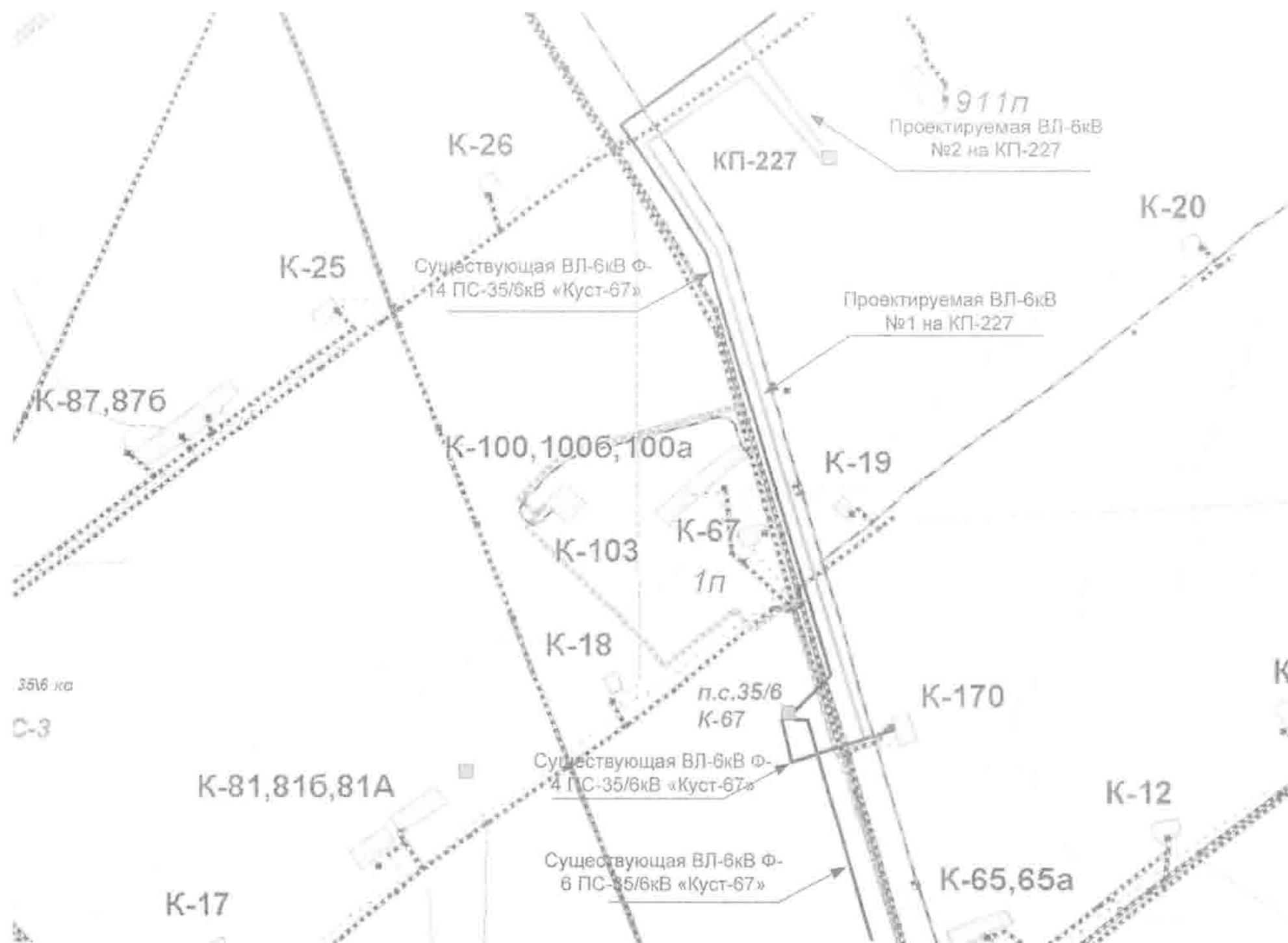
Наименование	Тип	Кол-во	Номинальный
Электроустановка	Метал	22	1, 2, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 158, 159, 160, 161, 162, 163, 164, 165, 166, 167, 168, 169, 170, 171, 172, 173, 174, 175, 176, 177, 178, 179, 180, 181, 182, 183, 184, 185, 186, 187, 188, 189, 190, 191, 192, 193, 194, 195, 196, 197, 198, 199, 200, 201, 202, 203, 204, 205, 206, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 214, 215, 216, 217, 218, 219, 220, 221, 222, 223, 224, 225, 226, 227, 228, 229, 230, 231, 232, 233, 234, 235, 236, 237, 238, 239, 240, 241, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 252, 253, 254, 255, 256, 257, 258, 259, 260, 261, 262, 263, 264, 265, 266, 267, 268, 269, 270, 271, 272, 273, 274, 275, 276, 277, 278, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286, 287, 288, 289, 290, 291, 292, 293, 294, 295, 296, 297, 298, 299, 300, 301, 302, 303, 304, 305, 306, 307, 308, 309, 310, 311, 312, 313, 314, 315, 316, 317, 318, 319, 320, 321, 322, 323, 324, 325, 326, 327, 328, 329, 330, 331, 332, 333, 334, 335, 336, 337, 338, 339, 340, 341, 342, 343, 344, 345, 346, 347, 348, 349, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 356, 357, 358, 359, 360, 361, 362, 363, 364, 365, 366, 367, 368, 369, 370, 371, 372, 373, 374, 375, 376, 377, 378, 379, 380, 381, 382, 383, 384, 385, 386, 387, 388, 389, 390, 391, 392, 393, 394, 395, 396, 397, 398, 399, 400, 401, 402, 403, 404, 405, 406, 407, 408, 409, 410, 411, 412, 413, 414, 415, 416, 417, 418, 419, 420, 421, 422, 423, 424, 425, 426, 427, 428, 429, 430, 431, 432, 433, 434, 435, 436, 437, 438, 439, 440, 441, 442, 443, 444, 445, 446, 447, 448, 449, 450, 451, 452, 453, 454, 455, 456, 457, 458, 459, 460, 461, 462, 463, 464, 465, 466, 467, 468, 469, 470, 471, 472, 473, 474, 475, 476, 477, 478, 479, 480, 481, 482, 483, 484, 485, 486, 487, 488, 489, 490, 491, 492, 493, 494, 495, 496, 497, 498, 499, 500, 501, 502, 503, 504, 505, 506, 507, 508, 509, 510, 511, 512, 513, 514, 515, 516, 517, 518, 519, 520, 521, 522, 523, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539, 540, 541, 542, 543, 544, 545, 546, 547, 548, 549, 550, 551, 552, 553, 554, 555, 556, 557, 558, 559, 560, 561, 562, 563, 564, 565, 566, 567, 568, 569, 570, 571, 572, 573, 574, 575, 576, 577, 578, 579, 580, 581, 582, 583, 584, 585, 586, 587, 588, 589, 590, 591, 592, 593, 594, 595, 596, 597, 598, 599, 600, 601, 602, 603, 604, 605, 606, 607, 608, 609, 610, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626, 627, 628, 629, 630, 631, 632, 633, 634, 635, 636, 637, 638, 639, 640, 641, 642, 643, 644, 645, 646, 647, 648, 649, 650, 651, 652, 653, 654, 655, 656, 657, 658, 659, 660, 661, 662, 663, 664, 665, 666, 667, 668, 669, 670, 671, 672, 673, 674, 675, 676, 677, 678, 679, 680, 681, 682, 683, 684, 685, 686, 687, 688, 689, 690, 691, 692, 693, 694, 695, 696, 697, 698, 699, 700, 701, 702, 703, 704, 705, 706, 707, 708, 709, 710, 711, 712, 713, 714, 715, 716, 717, 718, 719, 720, 721, 722, 723, 724, 725, 726, 727, 728, 729, 730, 731, 732, 733, 734, 735, 736, 737, 738, 739, 740, 741, 742, 743, 744, 745, 746, 747, 748, 749, 750, 751, 752, 753, 754, 755, 756, 757, 758, 759, 760, 761, 762, 763, 764, 765, 766, 767, 768, 769, 770, 771, 772, 773, 774, 775, 776, 777, 778, 779, 780, 781, 782, 783, 784, 785, 786, 787, 788, 789, 790, 791, 792, 793, 794, 795, 796, 797, 798, 799, 800, 801, 802, 803, 804, 805, 806, 807, 808, 809, 810, 811, 812, 813, 814, 815, 816, 817, 818, 819, 820, 821, 822, 823, 824, 825, 826, 827, 828, 829, 830, 831, 832, 833, 834, 835, 836, 837, 838, 839, 840, 841, 842, 843, 844, 845, 846, 847, 848, 849, 850, 851, 852, 853, 854, 855, 856, 857, 858, 859, 860, 861, 862, 863, 864, 865, 866, 867, 868, 869, 870, 871, 872, 873, 874, 875, 876, 877, 878, 879, 880, 881, 882, 883, 884, 885, 886, 887, 888, 889, 890, 891, 892, 893, 894, 895, 896, 897, 898, 899, 900, 901, 902, 903, 904, 905, 906, 907, 908, 909, 910, 911, 912, 913, 914, 915, 916, 917, 918, 919, 920, 921, 922, 923, 924, 925, 926, 927, 928, 929, 930, 931, 932, 933, 934, 935, 936, 937, 938, 939, 940, 941, 942, 943, 944, 945, 946, 947, 948, 949, 950, 951, 952, 953, 954, 955, 956, 957, 958, 959, 960, 961, 962, 963, 964, 965, 966, 967, 968, 969, 970, 971, 972, 973, 974, 975, 976, 977, 978, 979, 980, 981, 982, 983, 984, 985, 986, 987, 988, 989, 990, 991, 992, 993, 994, 995, 996, 997, 998, 999, 1000



- ⊙ Опора металл. арматура
- ⊙ Опора металл. арматура
- ⊙ Подвеска изолятора
- ⊙ Длинный изолятор
- ⊙ Подвеска опора
- ⊙ Опора

Имя	Долг	Ф.И.О.	Подпись	Дата	05-006-ВЛ-012	Лист	Лист	Лист
Гл. инженер	Долгушин В.В.				Долгушин В.В.			
И.о. н.к. ЦС	Мушаров А.В.				Мушаров А.В.			
И.о. ИТО	Марченко А.Н.				Марченко А.Н.			
Надзор №5	Кудачев В.П.				Кудачев В.П.			
Выполнял	Валитов Р.Х.				Валитов Р.Х.			
ООО "МеталлЭнергоНефть"						Сатевый район №5		





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

23 января 2015г.
На № _____

№ МС-29
от _____ 2015г.

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

О предоставлении информации

Уважаемый Михаил Николаевич!

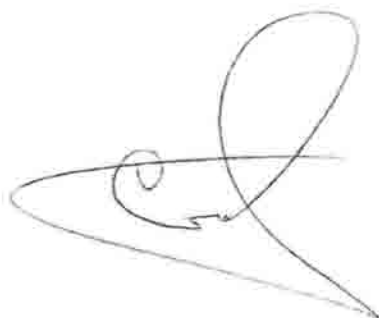
Направляю Вам для проектирования актуализированные проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №№ 58 Ватинского месторождения, КП №№ 136, 15, 95 Тайлаковского месторождения. Направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП № 1856 Ватинского месторождения, КП № 23, 266 Западно-Асомкинского месторождения, КП №№ 225, 226, 227 Аганского месторождения, КП № 26 Южно-Аганского месторождения, КП №№ 91, 99, 115, 152, 155, 162, 163, 165, 168 Тайлаковского месторождения, КП № 75 Ново-Покурского месторождения.

Приложение:

1. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 58 Ватинского месторождения.
2. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 136 Тайлаковского месторождения
3. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 15 Тайлаковского месторождения
4. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 95 Тайлаковского месторождения.

5. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 23 Западно-Асомкинского месторождения.
6. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 1856 Ватинского месторождения.
7. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП 266 Западно-Асомкинского месторождения.
8. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 225 Аганского месторождения.
9. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 226 Аганского месторождения.
10. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 227 Аганского месторождения.
11. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 26 Южно-Аганского месторождения.
12. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 91 Тайлаковского месторождения.
13. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 99 Тайлаковского месторождения.
14. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 115 Тайлаковского месторождения.
15. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 152 Тайлаковского месторождения.
16. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 155 Тайлаковского месторождения.
17. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 162 Тайлаковского месторождения.
18. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 163 Тайлаковского месторождения.
19. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 165 Тайлаковского месторождения.
20. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 168 Тайлаковского месторождения.
21. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 75 Ново-Покурского месторождения

С уважением,



М.Ф. Старицын

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 225 Аганского месторождения

месторождение	куст	Назнач.	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Аганское	225	гор с МГРП	БВ8	160	54	60
		ППД отр	БВ8	80	27	60
		гор с МГРП	БВ8	160	54	60
		ППД отр	БВ8	80	27	60
		гор с МГРП	БВ8	160	54	60
		ППД отр	БВ8	80	27	60
		гор с МГРП	БВ8	160	54	60
		ППД отр	БВ8	80	27	60
		гор с МГРП	БВ8	160	54	60
		ППД	БВ8			
		гор с МГРП	БВ8	160	54	60
		ППД	БВ8			
Сумма				1280	429	
Ср. Q				128	43	

Динамика основных показателей разработки КП № 225 Аганского месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	КП № 225										
1.1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- нагнетательных	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	37	55	46	45	44	44	43	42	42	41
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	169	459	467	467	469	467	467	467	469	467
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	341	511	511	511	511	511	511	511	511	511
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	3,2	4,8	4,0	3,9	3,9	3,8	3,7	3,7	3,6	3,6

Начальник отдела ОПиМПП



А.М. Горбань

Проектные данные по КП № 225 Аганского месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин					объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление нагп атм	Газо- содерж-е м3/т	Пл. тем-ра град	Тип насосов
				всего	добыв	нагп		водозаб	жидк м3/сут	нефти т/сут					
						с отраб	без отраб								
Аганское НГДУ															
1	Аганское	225	БВ8	12	6	4	2	0	1280	429	1400	БВ8	БВ8 - 107	БВ8 - 79	ЭЦН
1	Итого по месторождению			12	6										

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

Начальник геологического отдела ДГиН ОАО "СН-МНГ"

Юрков И.С.

Начальник ОПИМНР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"

Горбань А.М.

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 226 Аганского месторождения

месторождение	куст	Назнач.	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Аганское	226	гор с МГРП	БВ8	160	54	60
		ППД отр	БВ8	80	27	60
		гор с МГРП	БВ8	160	54	60
		ППД отр	БВ8	80	27	60
		гор с МГРП	БВ8	160	54	60
		ППД отр	БВ8	80	27	60
		гор с МГРП	БВ8	160	54	60
		ППД отр	БВ8	80	27	60
		гор с МГРП	БВ8	160	54	60
		ППД	БВ8			
		гор с МГРП	БВ8	160	54	60
		ППД	БВ8			
Сумма				1280	429	
Ср. Q				128	43	

Динамика основных показателей разработки КП № 226 Аганского месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
КП № 226											
1.1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- нагнетательных	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	37	55	46	45	44	44	43	42	42	41
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	169	459	467	467	469	467	467	467	469	467
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	341	511	511	511	511	511	511	511	511	511
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	3,2	4,8	4,0	3,9	3,9	3,8	3,7	3,7	3,6	3,6

Начальник отдела ОПиМПП



А.М. Горбань

Проектные данные по КП № 226 Аганского месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин				объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление нагн атм	Газо- содерж-е м3/т	Пл. тем-ра град	Тип насосов	
				всего	добыв	нагн		водозаб	жидк м3/сут						нефти т/сут
						с отработ	без отработ								
Аганское НГДУ															
1	Аганское	226	БВ8	12	6	4	2	0	1280	429	1400	БВ8	БВ8 - 107	БВ8 - 79	ЭЦН
1	Итого по месторождению			12	6										

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

Начальник геологического отдела ДГИН ОАО "СН-МНГ"

Начальник ОПИМПр ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"



Юрков И.С.

Горбань А.М.

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 227 Аганского месторождения

месторождение	куст	Назнач.	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
Аганское	227	гор с МГРП	БВ8	160	54	60
		ППД отр	БВ8	80	27	60
		гор с МГРП	БВ8	160	54	60
		ППД отр	БВ8	80	27	60
		гор с МГРП	БВ8	160	54	60
		ППД отр	БВ8	80	27	60
		гор с МГРП	БВ8	160	54	60
		ППД отр	БВ8	80	27	60
		гор с МГРП	БВ8	160	54	60
		ППД	БВ8			
		гор с МГРП	БВ8	160	54	60
		ППД	БВ8			
Сумма				1280	429	
Ср. Q				128	43	

Динамика основных показателей разработки КП № 227 Аганского месторождения

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	КП № 227										
1.1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- нагнетательных	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	37	55	46	45	44	44	43	42	42	41
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	169	459	467	467	469	467	467	467	469	467
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	341	511	511	511	511	511	511	511	511	511
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	3,2	4,8	4,0	3,9	3,9	3,8	3,7	3,7	3,6	3,6

Начальник отдела ОПиМНР



А.М. Горбань

Проектные данные по КП № 227 Аганского месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин				объем добычи		объем закачки м3/сут	Давление нагн атм	Газо- содерж-е м3/т	Пл. тем-ра град	Тип насосов	
				всего	добыв	нагн		водозаб	жидк м3/сут						нефти т/сут
						с отраб	без отраб								
Аганское НГДУ															
1	Аганское	227	БВ8	12	6	4	2	0	1280	429	1400	БВ8	БВ8 - 107	БВ8 - 79	ЭЦН
1	Итого по месторождению			12	6										

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

/ Начальник геологического отдела ДГиН ОАО "СН-МНГ"

Начальник ОПИМПР ДПГТМ ОАО "СН-МНГ"



Юрков И.С.

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

27 01 2015 г.
На № МБ-30

№ 141-34
от 26 01 2015 г.

Начальнику ДпоНП ТИТ
М.Н.Бессонову

О предоставлении информации

В ответ на исх.№МБ-30 от 26.01.2015г. направляю перечень скважин КП № 1856 Ватинского месторождения, КП №№ 91, 99, 115, 152, 155, 162, 163, 165, 168 Тайлаковского месторождения, КП №№ 23, 266 Западно-Асомкинского месторождения, КП №№ 225, 226, 227 Аганского месторождения, КП №26 Южно-Аганского месторождения, КП № 75 Ново-Покурского месторождения с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 17 л., 1 экз.

Начальник ТО ДНГ ДДНГ

Н.Р. Шамсутдинов

Перечень скважин КП №225 Аганского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Отпуск, м3/сут по жил-ти	Отпуск, т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Аганское	***	225	гор с МГРП	БВ8	160	54	60	5а-160-2200	90
	***		ППД отр	БВ8	80	27	60	5-80-2200	63
	***		гор с МГРП	БВ8	160	54	60	5а-160-2200	90
	***		ППД отр	БВ8	80	27	60	5-80-2200	63
	***		гор с МГРП	БВ8	160	54	60	5а-160-2200	90
	***		ППД отр	БВ8	80	27	60	5-80-2200	63
	***		гор с МГРП	БВ8	160	54	60	5а-160-2200	90
	***		ППД отр	БВ8	80	27	60	5-80-2200	63
	***		гор с МГРП	БВ8	160	54	60	5а-160-2200	90
	***		ППД	БВ8					
	***		гор с МГРП	БВ8	160	54	60	5а-160-2200	90
	***		ППД	БВ8					
				Сумма	1280	432			792
				Ср.О	128	43			

Перечень скважин КП №226 Аганского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Опуск. м3/сут по жид-ти	Опуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Аганское	***	226	гор с МГРП	БВ8	160	54	60	5а-160-2200	90
	***		ППД отр	БВ8	80	27	60	5-80-2200	63
	***		гор с МГРП	БВ8	160	54	60	5а-160-2200	90
	***		ППД отр	БВ8	80	27	60	5-80-2200	63
	***		гор с МГРП	БВ8	160	54	60	5а-160-2200	90
	***		ППД отр	БВ8	80	27	60	5-80-2200	63
	***		гор с МГРП	БВ8	160	54	60	5а-160-2200	90
	***		ППД отр	БВ8	80	27	60	5-80-2200	63
	***		гор с МГРП	БВ8	160	54	60	5а-160-2200	90
	***		ППД	БВ8					
	***		гор с МГРП	БВ8	160	54	60	5а-160-2200	90
	***		ППД	БВ8					
				Сумма	1280	432			792
				Ср. Q	128	43			

Перечень скважин КП №227 Аганского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Опуск. м3/сут по жид-ти	Опуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Аганское	***	227	гор с МГРП	БВ8	160	54	60	5а-160-2200	90
	***		ППД отр	БВ8	80	27	60	5-80-2200	63
	***		гор с МГРП	БВ8	160	54	60	5а-160-2200	90
	***		ППД отр	БВ8	80	27	60	5-80-2200	63
	***		гор с МГРП	БВ8	160	54	60	5а-160-2200	90
	***		ППД отр	БВ8	80	27	60	5-80-2200	63
	***		гор с МГРП	БВ8	160	54	60	5а-160-2200	90
	***		ППД отр	БВ8	80	27	60	5-80-2200	63
	***		гор с МГРП	БВ8	160	54	60	5а-160-2200	90
	***		ППД	БВ8					
	***		гор с МГРП	БВ8	160	54	60	5а-160-2200	90
	***		ППД	БВ8					
				Сумма	1280	432			792
				Ср. Q	128	43			

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

24 февраля 2015 г.
На № _____

№ ДН-101
от _____ 2015 г.

Начальнику ДПРПиО
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	Месторождение	Координаты		НДС
			Х	У	
1.	225	Аганское	806857	398944	250°.

Примечание: ТПН- отсутствует

/Главный маркшейдер

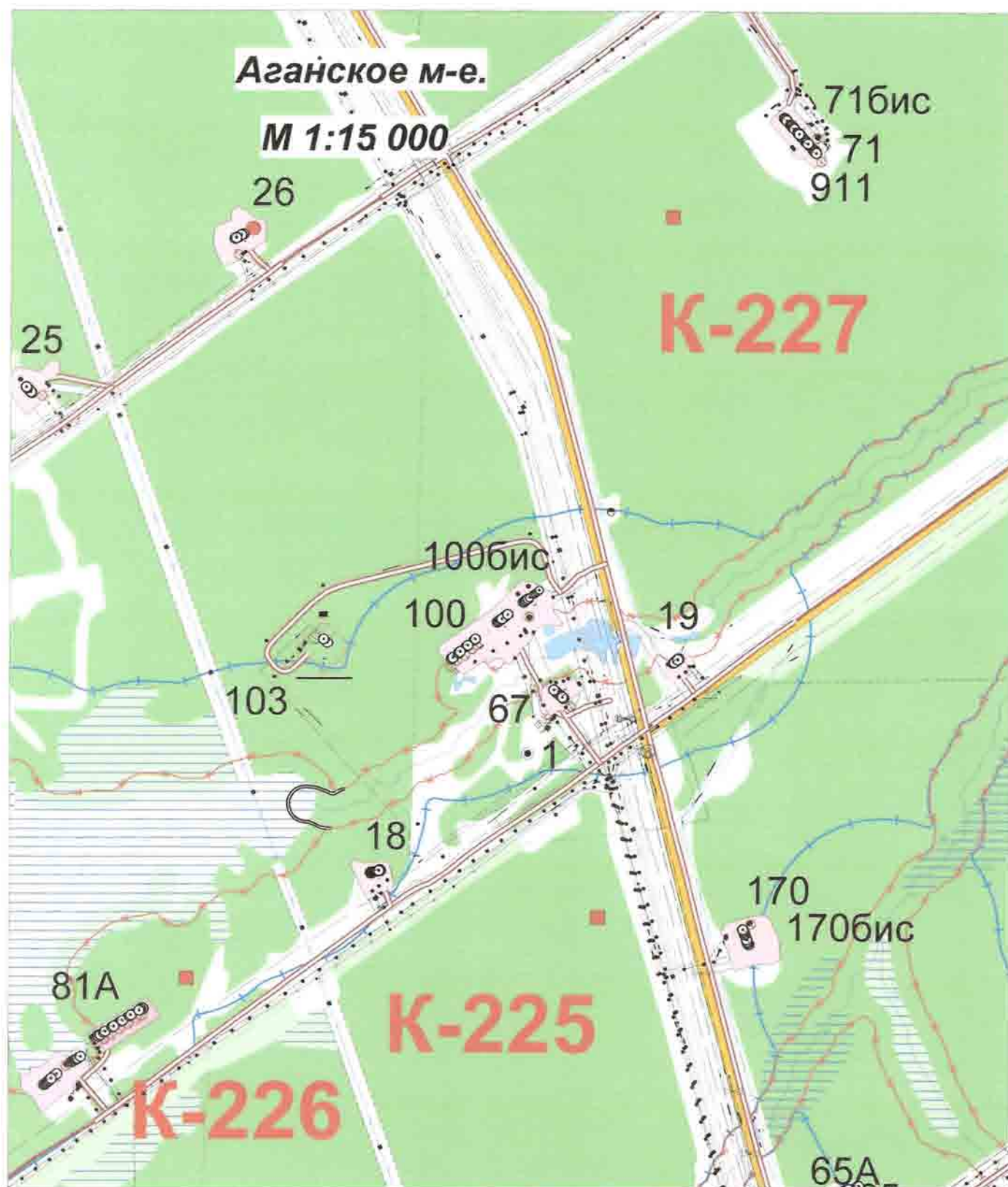
Начальник департамента
геологии и недропользования

Начальник отдела
земельных отводов

А.А.Новичков

М.Ф.Старицын

Д.В.Соловей



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

2 февраля 2015 г.
На № _____

№ МН-102
от _____ 2015 г.

Начальнику ДПРПиО
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	Месторождение	Координаты		НДС
			Х	У	
1.	226	Аганское	806682	397825	60°.

Примечание: ТТП- отсутствует.

/ Главный маркшейдер



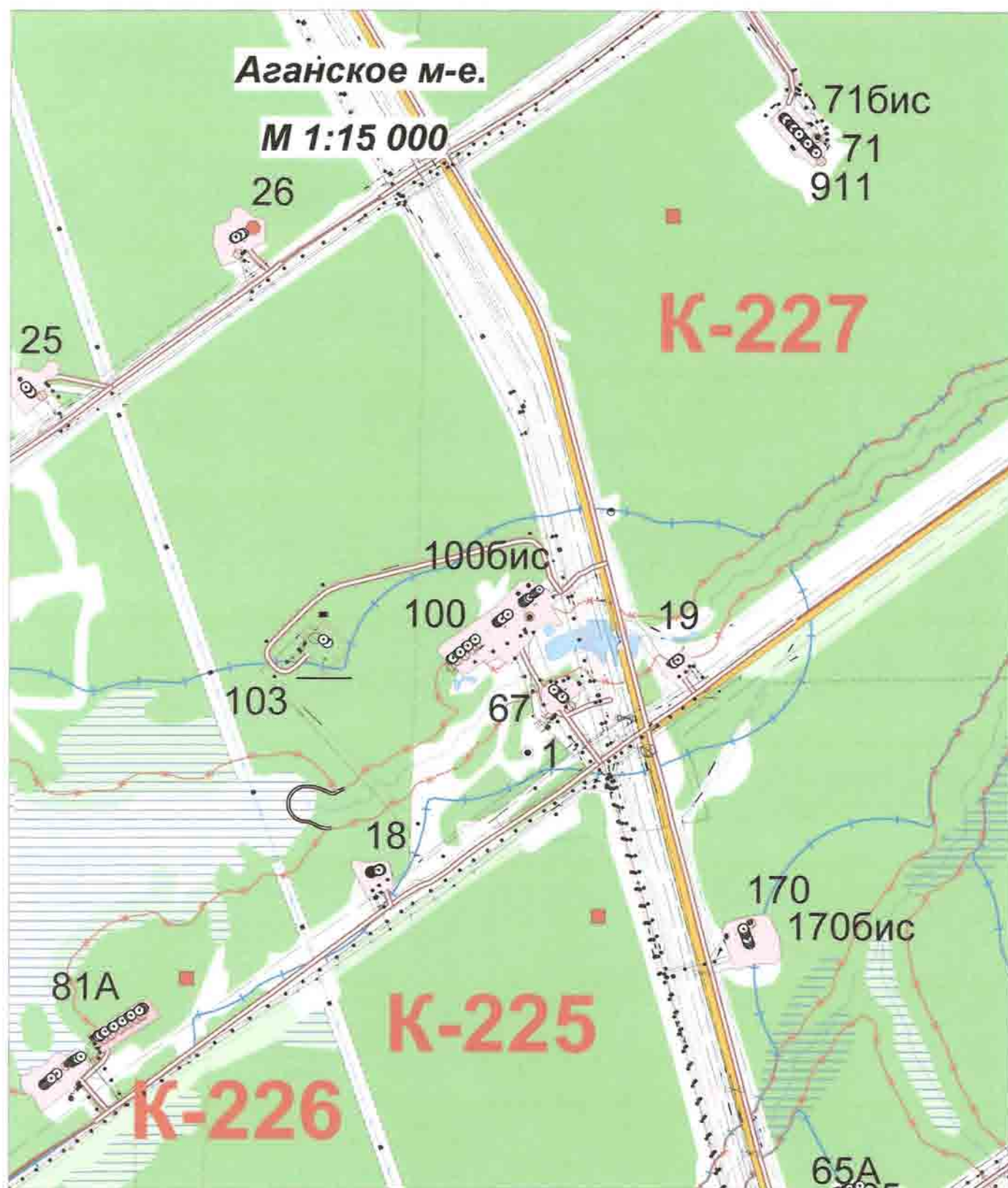
А.А.Новичков

Начальник департамента
геологии и недропользования

М.Ф.Старицын

Начальник отдела
земельных отводов

Д.В.Соловей



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР

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

2 год 10 мес 2015 г.
На № _____

№ МН-103
от _____ 2015 г.

Начальнику ДПРПиО
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	Месторождение	Координаты		НДС
			X	Y	
1.	227	Аганское	808766	399141	107°.

Примечание: ТПП- отсутствует.

Главный маркшейдер

Начальник департамента
геологии и недропользования

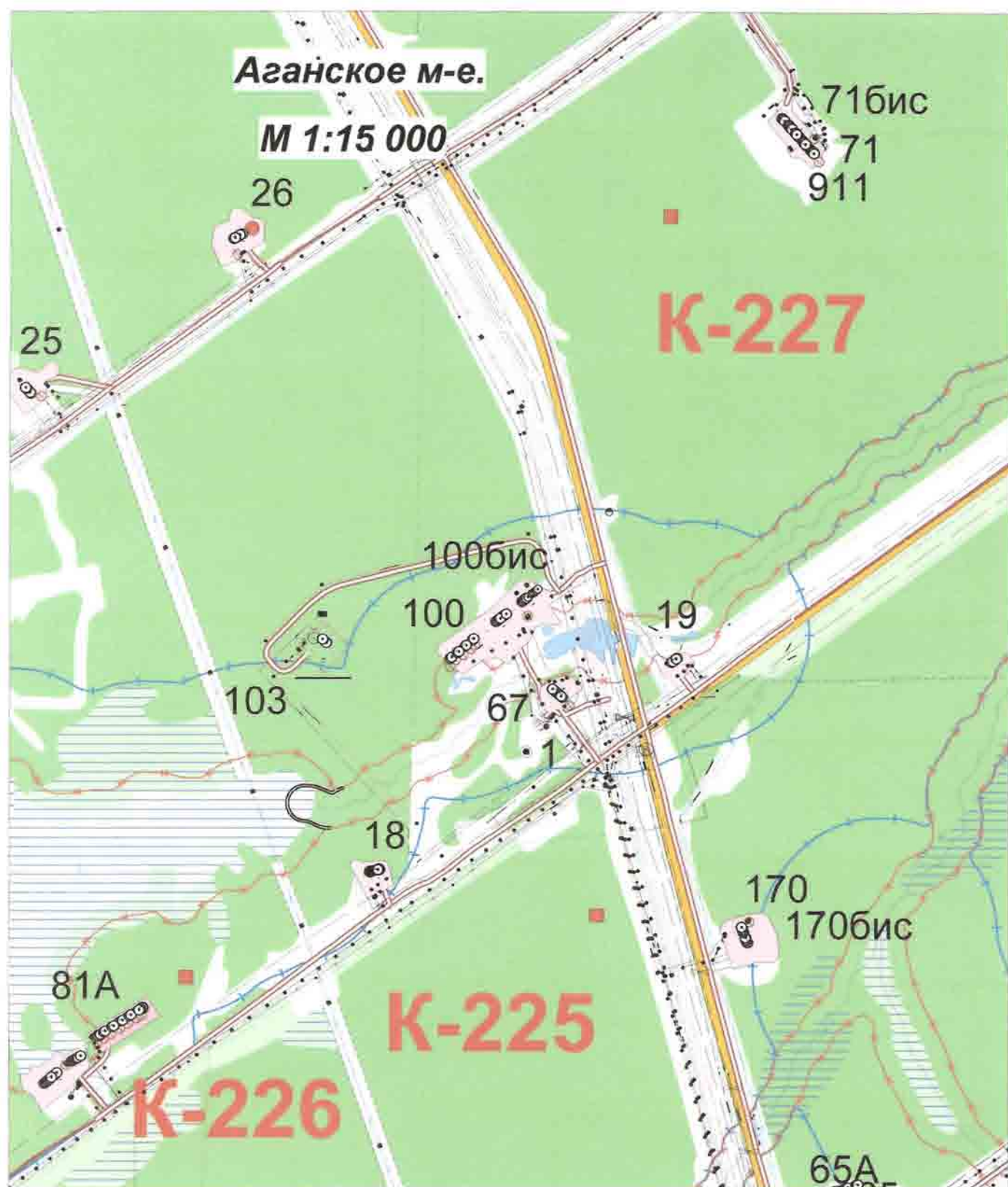
Начальник отдела
земельных отводов



А.А.Новичков

М.Ф.Старицын

Д.В.Соловей



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 47-393, факс (34643) 47-393

6 середина 2015г.
На № _____

№ САТ-46/96
от _____ 2015г.

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 сообщая Вам, что к нижеперечисленным кустовым площадкам необходимо применить типовую схему разбуривания, и количество отходов бурения с одной скважины:

1. КП № 185 бис Ватинского м/р – 1200м³;
2. КП № 91, 99, 115, 152, 155, 162, 163, 165, 168 Тайлаковского м/р – 1500м³;
3. КП № 23, 26 бис Западно-Асомкинского м/р – 1500м³;
4. КП № 225, 226, 227 Аганского м/р – 1500м³;
5. КП № 26 Южно – Аганского м/р – 1500м³;
6. КП № 75 Ново – Покурского м/р – 1500м³.

С уважением,
Начальник ПТО по СС



А.Н. Терешун

33 18 9 18 9 18 9 18 9 18 9 18 9 18 90

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12

Гл. специалист ПТО по СС ДСС

Д.И. Уразаев

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА
«ОБУСТРОЙСТВО АГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ.
КУСТ СКВАЖИН № 225».

1. Основные технические решения

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Аганского месторождения нефти. Куст скважин 225», 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:

- ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений;
- Федеральные нормы и правила в области пожарной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок».

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 № 225 в составе:

- замерная установка АГЗУ;
- скважины с насосами ЭЦН;
- блок гребенок БГ;
- установки дозирования химреагентов УДХ;
- система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин.

3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Аганского месторождения нефти. Куст скважин 225» с использованием станции телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП -

1 Аганского месторождения Аганского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ПКБ 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-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91, 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 - 1 Аганского месторождения нефти Аганского 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;
- автотестирование элементов 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 диалога со специалистами нефтегазодобывающего производства (организация АРМов);
- составление оперативных сводок, отчетных и справочных документов;
- 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 № 225:

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 входит:

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

В состав блока аппаратного входят:

- станция телемеханики СТК-ZK181.80 42 7613.008.00.000 с встроенным мастер-контроллером СТМ ZK91 и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Интротест»).

Станция телемеханики СТК-ZK181.80 включает в себя:

- микроконтроллер «СТМ-ZK91»;
- блоки питания контроллера и радиостанции;
- разъемы интерфейсные.

Приложение № 1,1:

Станция СТК-ZK и габаритно присоединительные размеры – 1 лист.

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

- поочередное измерение расхода компонент рабочей среды подключенных скважин;
- автоматическое и ручное управление процессом измерения;
- вычисление и отображение на дисплее контроллера управления установкой (далее – КУ), архивирование в энергонезависимой памяти (далее – ЭНП) КУ сроком не менее 32 суток и выдача по запросу оператора на ДП следующей измерительной информации (далее – ИИ);
- текущие показания датчиков;
- временные показатели каждого единичного замера (наполнение ИК, опорожнение ИК, общее время цикла замера);
- расчеты массового расхода жидкости (нефть и вода) по каждой подключаемой скважине (как по единичным замерам, так и общего усредненного значения), приведенные к нормальным условиям;
- исходные первичные данные (константы) для расчетов замера (параметры установки, параметры скважин);
- автоматическое запоминание, архивирование, хранение, отображение на дисплее КУ и передача на ДП по запросу оператора (в соответствии с согласованным протоколом обмена) следующей сигнальной информации (далее – СИ):

1) Аварийные сигналы:

- выход рабочего давления установки за предельные значения;

- загазованность 20% в БТ;
 - предельная загазованность 40% в БТ;
 - отказ в исполнении команд на переключение ПСМ;
 - низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из ИК за лимитированный промежуток времени);
 - отказ любого из датчиков (только для датчиков с токовыми выходными сигналами);
 - выход расхода жидкости за пределы диапазона измерений;
 - выход температуры в БА за пределы лимитированного диапазона;
 - выход температуры в БТ за пределы лимитированного диапазона.
- 2) Информация о текущем состоянии установки или ее отдельных элементов:
- несанкционированный доступ в установку (БА или БТ);
 - положение КПЭ («открыт», «закрыт», в промежуточном положении);
 - положение ПСМ;
 - номер скважины на замере;
 - текущий режим работы установки (автоматическое управление, ручное управление, единичное измерение).

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:

- контроль давления на выходном коллекторе;
- контроль температуры воздуха в БТ;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БТ.
- контроль температуры воздуха в БА;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БА.
- синхронизация времени в контроллере ГЗУ с ПО «верхнего» уровня;
- синхронизация времени в панели отображения ГЗУ с ПО «верхнего» уровня.

3. Блок гребенок БГ

Проектом предусмотреть:

- блок гребенок без использования: электрообогрева, принудительной вытяжной вентиляции и сигнализаторов загазованности;
- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков типа Эмис-ЭМ-200-Т15-ППД в комплекте с регистратором Тура ТД0004,
- контроль давления рабочего агента с применением преобразователя давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления на общем коллекторе и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно.
- расход по скважинам выводить с импульсных выходов регистратора ТУРА ТД0004;
- вторичное оборудование - регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 225.

4. Установка дозирования химреагентов УДХ

Установка дозирования химреагентов УДХ является блочно-комплектным устройством и поставляется с системой контроля и автоматики заводом-изготовителем.

В составе установки предусмотреть шкаф управления ПКБ.548 010. 000 разработки ЗАО «ПКБ АСУ–нефть» г. Тюмень, который обеспечивает измерение параметров и выполнение следующих функций контролируемых сигналов передаваемых по интерфейсу RS-485 (стандартный протокол MODBUS) на диспетчерский пункт:

- контроль за состоянием дозирочных насосов;
- контроль текущего уровня реагента;
- контроль температуры химреагента;
- контроль температуры в блоке;
- контроль загазованности;
- сигнал о состоянии силового электрооборудования;
- сигнал о несанкционированном доступе;
- сигнал о пожаре в блоке;

5. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин

Проектом предусмотреть:

- систему электрообогрева на базе силового шкафа «ШСАУЭ-УМ» компании ЗАО «Арктические технологии»;
 - электрообогрев оборудования на базе саморегулирующегося кабеля и нагревателей «Квинтекс» системы «АРКТЕХ» с ресурсом 20 лет.;
 - вывод информации в систему телемеханики АДКУ-2000+ состояния коммутационной аппаратуры управляющей вкл./выкл. обогревателей обратных клапанов;
 - вывод информации о состоянии каждого объекта обогрева вывести на систему ТМ посредством кабельных линий с блок-контактов магнитных пускателей проектируемого шкафа управления электрообогревом «ШСАУЭ-УМ».
 - расположение шкафа управления электрообогревом на площадке обслуживания КТПН.
 - использование шкафа управления в климатическом исполнении от -50 до +50 С со степенью защиты IP 65.
 - точку подключения для питания системы электрообогрева в КТПН.
- В БА установить клеммную коробку для подключения ТСС электрообогрева обратных клапанов к кустовому контроллеру системы телемеханики.
- Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

6. Технические средства АСУ ТП

Куст скважин 225.

Предусмотреть максимальное использование блочного автоматизированного оборудования заводской поставки. Автоматика этих блоков должна быть выполнена с применением электрических приборов и средств автоматизации, поставляемых комплектно с блоками.

Все приборы и средства автоматизации должны иметь сертификаты соответствия и разрешения Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на применение.

Все средства измерения должны иметь Сертификаты об утверждении типа средства измерения, внесены в государственный реестр средств измерения, иметь Разрешение на применение во взрывоопасных зонах, согласно ПУЭ».

Все применяемые в проекте датчики, преобразователи, исполнительные механизмы, должны быть выполнены только электрическими, применяемые датчики и измерительные преобразователи должны иметь унифицированные выходные сигналы с одним из следующих параметров:

- аналоговые (токовые 4-20 мА) для контроля и регулирования режимных технологических параметров;
- частотно-импульсные сигналы для контроля учетных технологических параметров;
- дискретные типа «сухой контакт», для сигнализации предельных значений технологических параметров.

На наружных установках класса В-1г и в помещениях класса В-1а электрические датчики и сигнализаторы должны иметь взрывозащищенное исполнение или искробезопасные цепи.

Контроль давления

Для местного измерения давления применить манометры показывающие «МПЗ-У» и «МП4-У», ОАО «Манотомь» г. Томск.

Дистанционное измерение и сигнализация давления выполнить взрывозащищенными малогабаритными датчиками давления с индикацией типа JUMO dTRANS p02.

Контроль уровня

Для дистанционной сигнализации уровня в дренажной емкости и емкости дождевых стоков применить Преобразователь магнитный поплавковый «ПМП-052», НПП "СЕНСОР" г. Заречный.

Контроль загазованности в БТ, БРХ и на территории КП

Для обеспечения контроля состояния воздушной среды в технологическом помещении АГЗУ и БРХ применить систему Эрис-110 с датчиком Sensepoint XCD.