



**САМАРАНЕФТЕГАЗ**

## Сбор нефти и газа со скважины № 9030 Гайдаровского месторождения



1966



1976

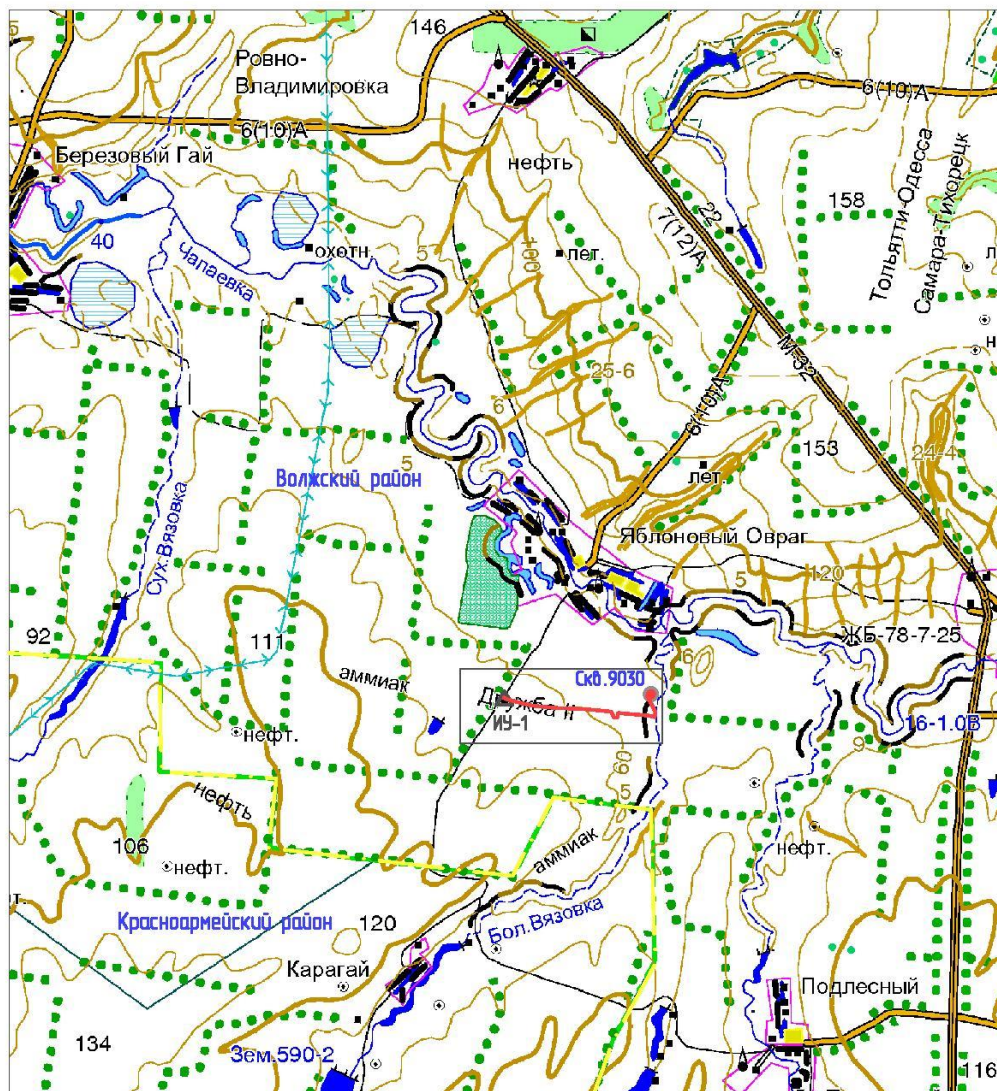


1986

*г. Самара  
Декабрь 2015*



## Существующее положение



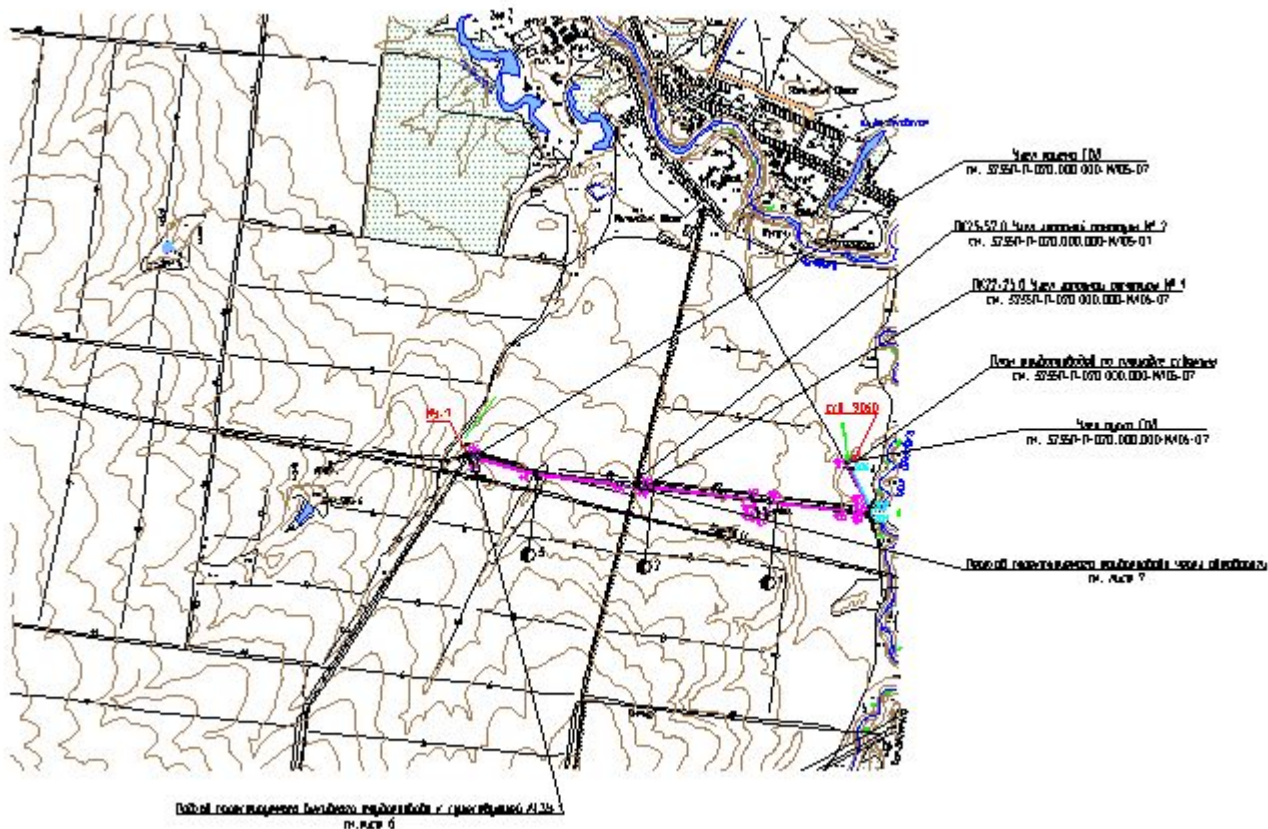
В административном отношении Гайдаровское месторождение расположено в Волжском районе Самарской области.

Ближайшие разрабатываемые месторождения – Восточное, Карагайское, Любичское, Подъем-Михайловское, Горбатовское, Дзержинское.

Гайдаровское месторождение открыто в 1971 г., разрабатывается с 1975 года. Всего на месторождении пробурено 9 поисково-разведочных скважин (№№ 30 – 37, 39). Скважины №№ 32, 34, 35 и 37 ликвидированы по геологическим причинам.



## Основные проектные решения



Продукция скважины № 9030 под устьевым давлением поступает на существующую измерительную установку АГЗУ-1 Гайдаровского месторождения. Затем совместно с существующими скважинами Гайдаровского месторождения по существующему нефтегазосборному трубопроводу направляется на УПСВ «Карагайская».

На УПСВ «Карагайская» предусмотрено разгазирование поступающей продукции, частичный сброс пластовой воды и откачка по трубопроводу на УПСВ «Горбатовское» и далее на НСП «Нефтегорское» для дальнейшей подготовки.



## ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

Наименование	Значение	
	Пласт Дк'	Пласт Д <sub>з</sub>
Пластовая нефть		
Давление насыщения, МПа	24,9	25,0
Вязкость, мПа·с	2,25	12,65
Плотность, т/м <sup>3</sup>	0,609	0,880
Газосодержание при однократном разгазировании, м <sup>3</sup> /т	55,6	10,4
Газосодержание при дифференциальном разгазировании, м <sup>3</sup> /т	-	8,9
Разгазированная нефть		
Плотность, т/м <sup>3</sup>	0,790	0,903
Вязкость, мПа·с	7,98	86,6
Температура застывания, °С	Минус 15	-
Весовое содержание, %:		
- смол	6,50	16
- асфальтенов	2,62	
- парафинов	3,20	3,75
- серы	1,40	2,43
Молекулярная масса	180,0	248,0
Газ однократного разгазирования		
Относительный удельный вес	0,997	0,961
Мольное содержание в газе, %:		
- азота	9,60	32,52
- метана	37,40	38,01
- сероводорода	0,00	0,00



## Добыча нефти, жидкости и газа

Дебит скважины № 9030 по нефти и жидкости, добыча газа по годам, принятые в соответствии с отчетом «Дополнение к технологической схеме разработки Гайдаровского нефтяного месторождения Самарской области»

Наименование	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Дебит скважины № 9030 по:					
- нефти, т/сут	24,1	16,3	11,1	9	7,7
- жидкости, т/сут	46,4	39,4	35,7	35	34,9
- добыча газа, млн. м <sup>3</sup> /год	0,241	0,331	0,225	0,183	0,156



## Добыча нефти, жидкости и газа

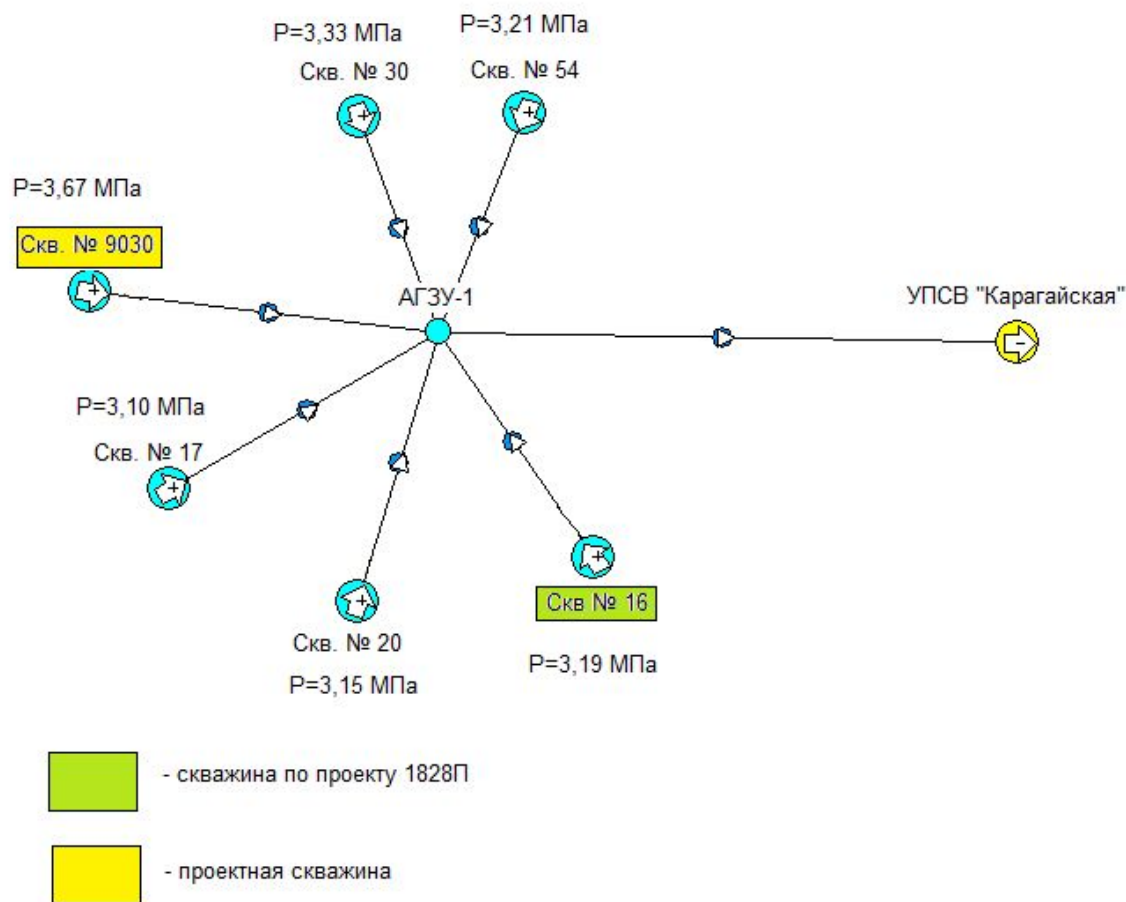
Дебиты скважин по нефти и жидкости, добыча газа по годам, принятые в соответствии с заданием на проектирование

Наименование	Год					
	1	2	3	4	5	6
Дебит скважины № 9030 по:						
- нефти, т/сут	174,0	150,3	61,8	24,1	12,8	11,6
- жидкости, м <sup>3</sup> /сут	203,5	196,1	168,6	156,9	153,4	153,4
- добыча газа, млн. м <sup>3</sup> /год	0,051	0,475	0,195	0,076	0,041	0,037



## Расчетная схема системы сбора

Гидравлический расчет приведен для 1 года – год ввода скважины по дебитам, приведенным в техническом задании, при котором получено максимальное давление на устьях проектируемых скважин

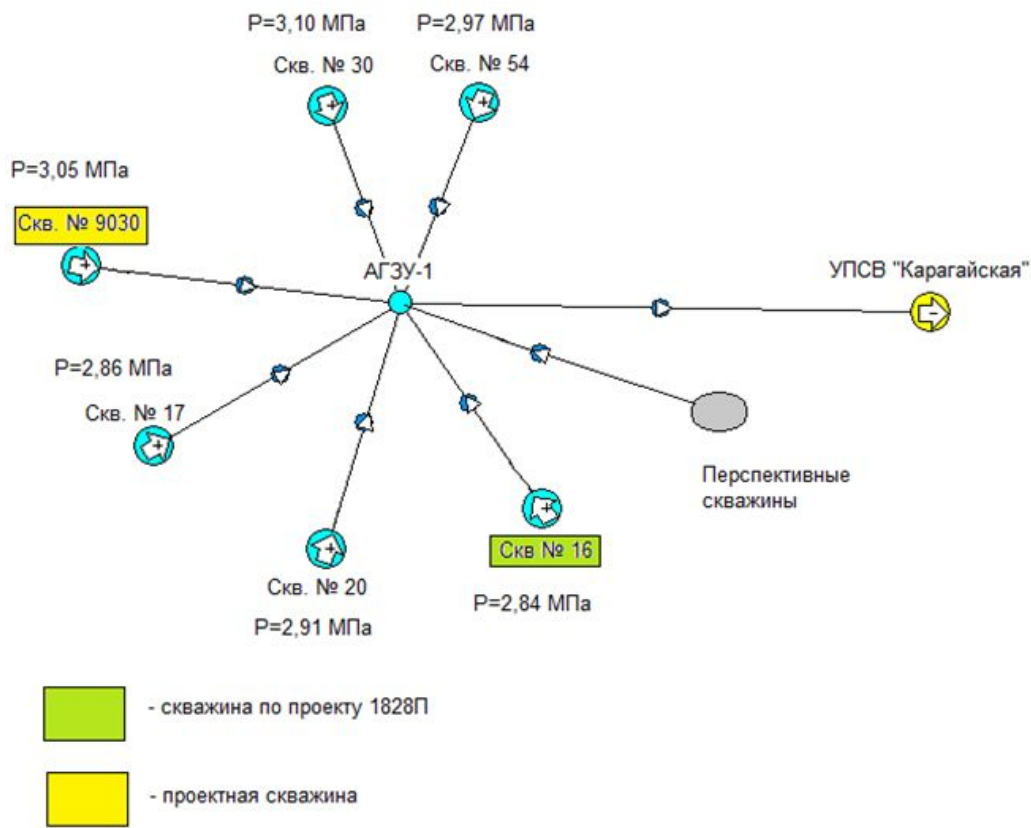


Результаты расчета показали, что максимальное давление на устье проектной скважины № 122 составляет 3,67 МПа (36,7 кгс/см<sup>2</sup>).



## Расчетная схема системы сбора

Выполнен также поверочный расчет по дебитам проектных скважин, приведенных в отчете «Дополнение к технологической схеме разработки Гайдаровского нефтяного месторождения Самарской области» для 2019 года – года ввода скважины № 9030



Результаты расчета показали, что максимальное давление на устьях проектных скважин составляет 3,05 МПа (30,5 кгс/см<sup>2</sup>).

За рабочее давление выкидных трубопроводов принято давление 3,90 МПа (39,0 кгс/см<sup>2</sup>) с учетом возможного повышения давления из-за асфальто-парафиноотложения (уменьшения пропускной способности трубы), а также в случае увеличения дебитов скважин по сравнению с проектными.

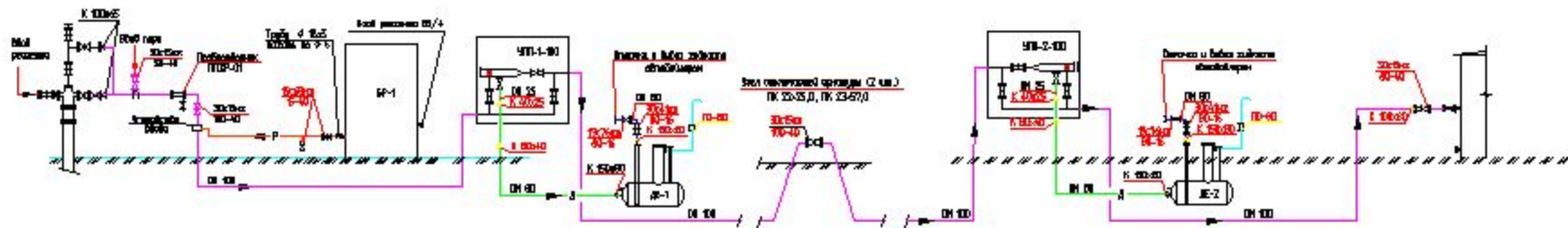
За рабочее (нормативное) давление выкидных трубопроводов принято давление 4,0 МПа – максимально возможное давление, развиваемое погружным насосом при работе на закрытую задвижку





# Схема технологическая принципиальная

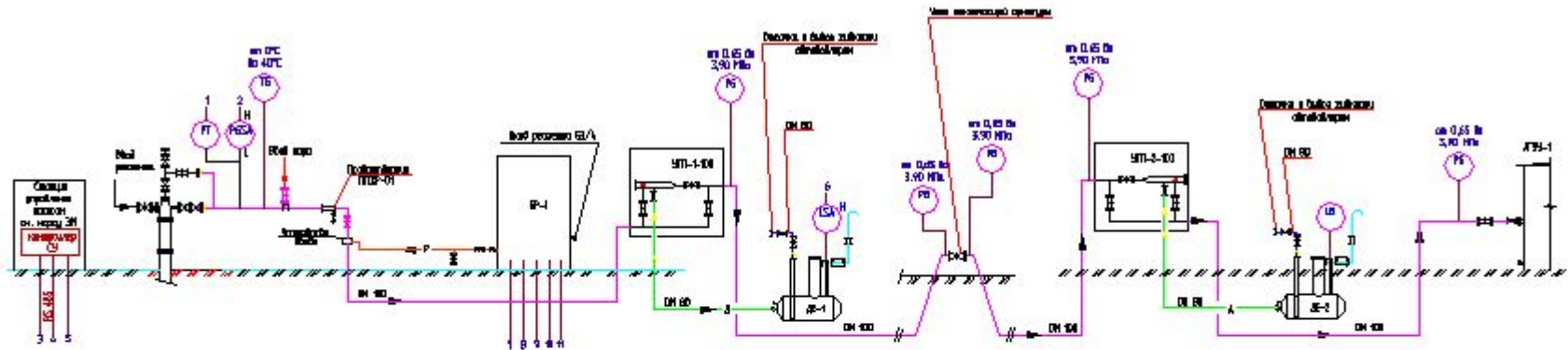
Скважина № 9030





# Схема автоматизации функциональная

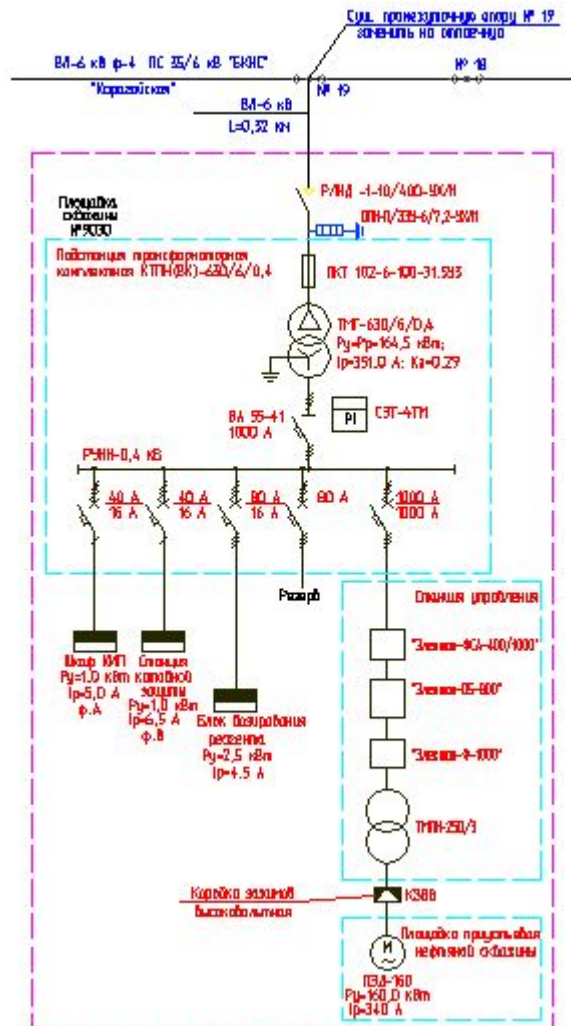
Объект № 9030



№ линии	Имя	Символ	Комментарий
1	0.65 ... 3.90 MPa		
2	0.65 MPa		
3	0.65 ... 3.90 MPa		
4	Автоматическое управление насосом		
5	Положение насоса: от		
6	состояния "включен" до		
7	состояния "выключен"		
8	Объемный расход воды		
9	Нормированный расход воды		
10	Нормированный расход воды		
11	Температура воды		
12	40 °C		
13	Всплывание насоса П. 9030.108		
14	Состояние насоса		
15	Нормированный расход		
16	Положение насоса		
17	Нормированный расход		
18	Линия 1 насоса		
19	Система "Томас" 0.65P		



## Схема внешнего электроснабжения



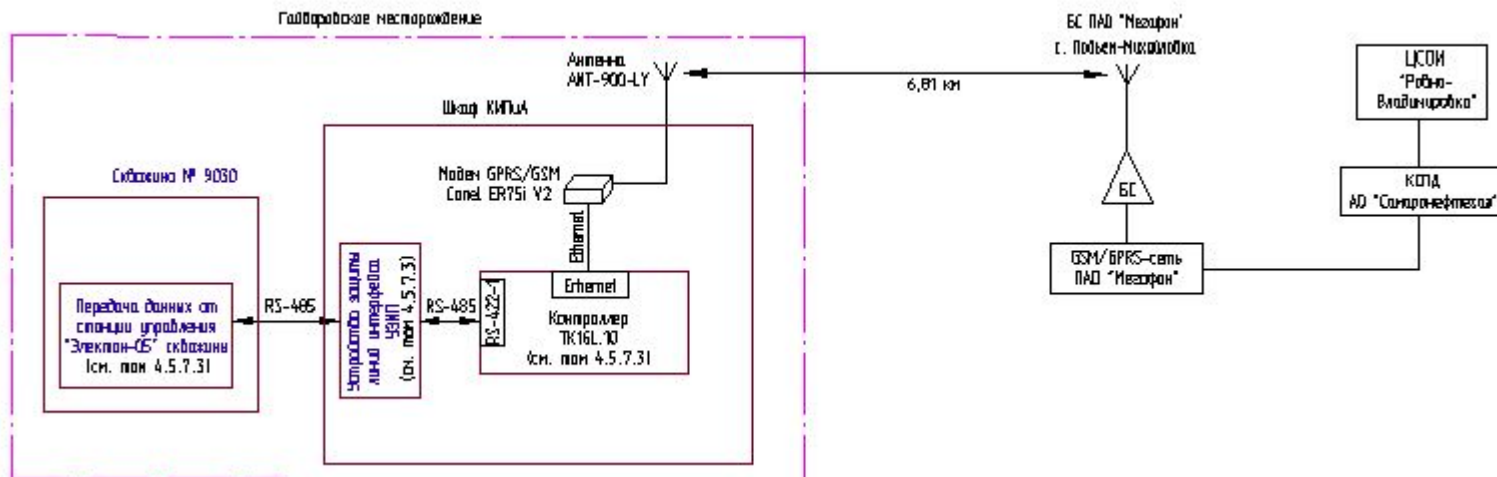
Для электроснабжения проектируемых нагрузок объекта «Сбор нефти и газа со скважины №9030 Гайдаровского месторождения» данным проектом предусматривается:

- строительство ответвления ВЛ-6 кВ от существующей ВЛ-6 кВ Ф-2 ПС 35/6 кВ «Каргайская» для электроснабжения скважины № 9030 Гайдаровского месторождения.

Электроснабжение проектируемых нагрузок предусматривается от вновь проектируемой комплектной трансформаторной подстанции КТПН типа «киоск» на напряжение 6/0,4 кВ с воздушным высоковольтным вводом и кабельными низковольтными выводами (ВК).



## Схема организации каналов связи



Проектом предусматривается организация канала передачи данных АСУТП на ЦСОИ «Ровно-Владимировка» с КП телемеханики, располагаемого на площадке скважины № 9030 Гайдаровского месторождения.

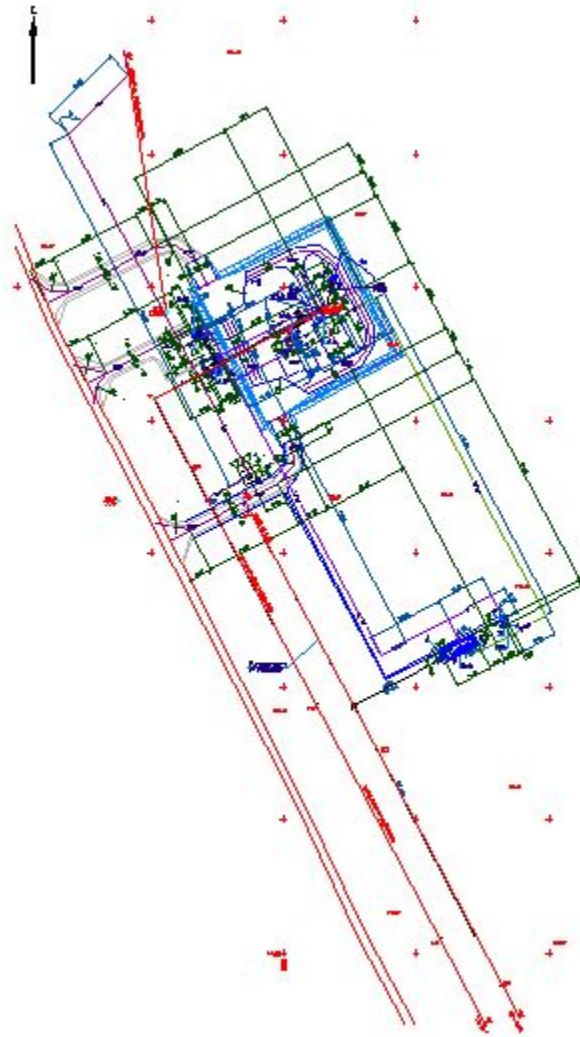
КП телемеханики предполагается подключить к существующей системе телемеханики, построенной на базе SCADA «Телескоп+».

Организация канала передачи данных предусматривается через существующую сеть оператора GSM/GPRS-связи ПАО «Мегафон» с подключением к КСПД АО «Самаранефтегаз».

Ближайшая базовая станция (БС) ПАО «Мегафон» находится в районе с. Подъем-Михайловка. Проектируемая площадка скважины № 9030 Гайдаровского месторождения попадает в зону покрытия сотовой связью

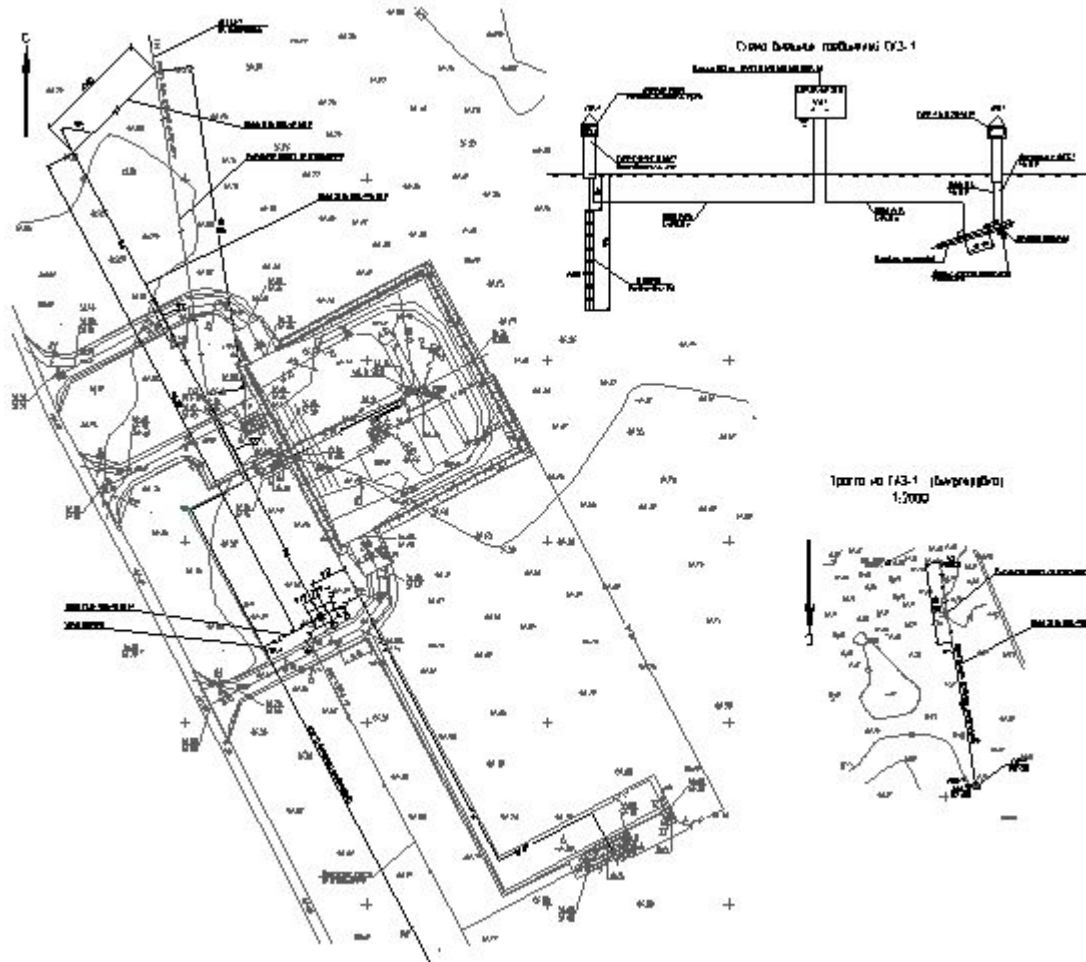


## Площадка скважины №9030. Сводный план инженерных сетей





## Решения по электрохимической защите



Проектом предусматривается электрохимзащита от почвенной коррозии с помощью проектируемой станции катодной защиты СКЗ-1 в районе проектируемой площадки скважины № 9030.



## Классификация проектируемых сооружений по взрывоопасности и пожароопасности

Наименование зданий, сооружений	Категория взрывопожарной и пожарной	Наименование веществ, определяющих категорию и группу взрывопожароопасных смесей	Класс взрывоопасной или пожароопасной зоны	Категория и группа взрывоопасной смеси	Условия работы	Степень огнестойкости зданий, сооружений
Устье нефтяной скважины	АН	Нефть, попутный нефтяной газ, реагент	класс 2 (В-1г)	IIA-T3	на открытом воздухе	-
Канализационная емкость	АН	Нефть	класс 2 (В-1г)	IIA-T3	на открытом воздухе	-
Блок дозирования реагента	АН	Реагент	класс 2 (В-1г)	IIA-T2	на открытом воздухе	-
Узел пуска/приема СОД	АН	Нефть, попутный нефтяной газ, реагент	класс 2 (В-1г)	IIA-T3	на открытом воздухе	-
Дренажная емкость узла пуска/приема СОД	АН	Нефть, попутный нефтяной газ, реагент	класс 2 (В-1г)	IIA-T3	на открытом воздухе	-
Станция управления	ВН	Трансформаторное масло	П-III	-	на открытом воздухе	-
КТПК	ВН	Трансформаторное масло	П-III	-	на открытом воздухе	-



## Оборудование противопожарной защиты

- Пожаротушение проектируемых сооружений будет осуществляться первичными средствами и мобильными средствами пожаротушения.
- На проектируемой площадке нефтяной скважины № 9030 Гайдаровского месторождения и площадке узла приема СОД пожар относится к классу «В» (пожар горючих жидкостей).
- Необходимое количество первичных средств пожаротушения принято в соответствии с приложениями № 5 и № 6 «Правил противопожарного режима в Российской Федерации», утвержденных постановлением Правительства РФ 25.04.2012 № 390 «О противопожарном режиме» (с изменениями, внесенными Постановлением Правительства Российской Федерации от 17.02.2014г. № 113).
- Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного пожарного инструмента и инвентаря предусматривается два пожарных щита ЩП-В (по одному на площадке устья скважины № 9030 Гайдаровского месторождения и площадке узла приема СОД), с предельной защищаемой площадью 200 м<sup>2</sup>.





## Оценка условий труда работников по степени вредности и опасности

Зона обслуживания	Обслуживаемые сооружения	Состав, чел.					
		Квалификационный	Списочный		Явочный, в том числе:		
			всего	муж./жен.	1 смена	2 смена	3 смена
Гайдаровского месторождение	Скважина № 9030	Оператор по добыче нефти и газа, код 15824: 5 разряд	1	1-	1	-	-
	Выкидной трубопровод	Трубопроводчик линейный, код 19238, 4 разряд	1	1/-	1	-	-
Итого			2	2/-	2	-	-

К средствам индивидуальной защиты относятся: специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты. Средства защиты работающих должны обеспечивать предотвращение или уменьшение действий опасных и вредных производственных факторов, не должны быть источником опасных и вредных производственных факторов, должны отвечать требованиям технической эстетики и эргономики.

Выбор конкретного типа средства защиты работающих должен осуществляться с учетом требований безопасности для данного процесса или вида работ.



## Перечень наиболее опасных составляющих объекта. Оценка ущерба от аварий

Наиболее опасным вариантом с точки зрения количества вылившегося продукта и причинения ущерба жизни и здоровью обслуживающего персонала на проектируемом объекте является выкидной трубопровод от скважины № 9030 на устье. Вероятность возникновения аварии на данном участке составляет  $6,00 \times 10^{-6}$  год<sup>-1</sup> (свищ),  $1,2 \times 10^{-6}$  год<sup>-1</sup> (порыв), а величина индивидуального риска максимальна среди рассматриваемых наиболее опасных составляющих декларируемого объекта –  $1,78 \times 10^{-8}$  год<sup>-1</sup>. При аварии на выкидном трубопроводе на устье скважины № 9030 объем вылившейся жидкости составляет 74,31 м<sup>3</sup>, а площадь пролива – 1800,0 м<sup>2</sup>, количество выделившегося в атмосферу газа – 1207,4 кг. Количество пострадавших при рассматриваемой аварии - 2 чел. из числа обслуживающего персонала. Суммарный ущерб при аварии на данном участке составит 5243,21 тыс. руб.

Наиболее вероятный вариант развития аварии среди рассматриваемых составляющих проектируемого объекта согласно проведенным расчетам возможен на выкидном трубопроводе от скважины № 9030 (по трассе, максимальный пролив). Вероятность возникновения аварии на данном участке составляет  $2,53 \times 10^{-3}$  (свищ),  $5,06 \times 10^{-4}$  год<sup>-1</sup> (порыв), а максимальная вероятность развития опасного сценария среди рассматриваемых участков –  $2,28 \times 10^{-4}$  год<sup>-1</sup> (сценарий № 7). При данной аварии объем вылившейся жидкости составит 74,13 м<sup>3</sup>, а площадь пролива – 2469,7 м<sup>2</sup>, количество выделившегося в атмосферу газа – 1201,8 кг. Количество пострадавших при рассматриваемой аварии - 1 чел. из числа обслуживающего персонала. Суммарный ущерб при аварии на данном участке составит 3135,84 тыс. руб.

Выявленные опасности, оценка их частот реализации и возможных последствий аварийных ситуаций показали, что риски для персонала и имущественных интересов попадают в «допустимую» область критериев риска и считаются приемлемыми.



## Технико-экономические показатели

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	Показатели
Рассматриваемый период	лет	7
Цена нефти на внутреннем рынке	руб./тн	13 949,96
Ставка дисконтирования	%	10
НДПИ	руб./тн	4 627,11
Накопленная добыча нефти за рассматриваемый период	тыс.т.	93,62
Действующий фонд на конец периода:	шт.	1
добывающих скважин	шт.	1
нагнетательных скважин	шт.	
Валовая выручка	тыс. руб.	1 109 273,59
Экспортная пошлина		
НДПИ	тыс. руб.	433 190,04
Налог на имущество	тыс. руб.	18 620,10
Операционные затраты, в т.ч.:	тыс. руб.	249 524,92
ЕВИТДА	тыс. руб.	428 513,48
Капитальные вложения (без НДС, в номинальных или текущих ценах), в т.ч.:	тыс. руб.	164 876,93
бурение скважины	тыс. руб.	128 025,48
площадка скважины	тыс. руб.	10 180,94
обустройство	тыс. руб.	26 670,51
ОНСС	тыс. руб.	
FCF	тыс. руб.	206 388,74
NPV (чистый приведенный доход)	тыс. руб.	119 683,41
Дисконтированный КВ	тыс. руб.	194 554,78
Дисконтированный доход государства	тыс. руб.	508 237,04
Индекс доходности, PI		1,58
Внутренняя норма дохода, IRR	%	33,4
Окупаемость проекта, DPP	лет	2,91
Доходы государства	лет	7



**СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!**