

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»
АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №02177Р

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель председателя Правления по
производству АО «Эмбаунайгаз»

_____ К.М. Касымгалиев
« ____ » _____ 2021г.

Согласовано:
Заместитель директора департамента по
ОТ и ОС АО «Эмбаунайгаз»

_____ Ж.Ж. Мукангалиев

« ____ » _____ 2021г

Проверил (а):
Начальник отдела ООС
НГДУ «Жылыоймунайгаз»

_____ Бисенов К.
« ____ » _____ 2021г.

ПРОЕКТ

нормативов предельно-допустимых выбросов
(ПДВ) АО «Эмбаунайгаз»
для промплощадок НГДУ «Жылыоймунайгаз»

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»:

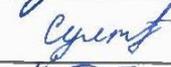
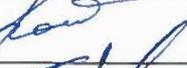
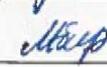
Р.Н. УТЕЕВ

Заместитель директора филиала
по производству:

А.Г. ГАБДУЛЛИН

г.Атырау, 2021г.

2 СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Подпись	Ф.И.О.
Директор департамента		Исмаганбетова Г.Х.
Ведущий инженер		Суйнешова К.А.
Ведущий инженер		Султанова А.Р.
Старший инженер		Кобжасарова М.Ж.
Старший инженер		Бекмагамбетова Г.Г.
Старший инженер		Амрина А.К.
Ведущий инженер		Абир М.К.

3 АННОТАЦИЯ

Проект нормативов ПДВ для промплощадок НГДУ «Жылыоймунайгаз» разработан Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» на основании договора с АО «Эмбаунайгаз» №243-104//89/2020 АТ от 13.03.2020г на основании решения №408120 от 27.02.2020г АО «Эмбаунайгаз».

Целью настоящей работы является определение количественных и качественных характеристики выбросов вредных веществ в атмосферу источниками предприятия, разработка нормативов ПДВ и мероприятий по контролю экологической ситуации в зоне влияния, а также охраны поверхностного слоя земли, поверхностных и подземных вод от загрязнения.

Проект нормативов ПДВ для промплощадок НГДУ «Жылыоймунайгаз» разработан Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» на основании договора с АО «Эмбаунайгаз» №243-104//89/2020 АТ от 13.03.2020г на основании решения №408120 от 27.02.2020г АО «Эмбаунайгаз».

В настоящий момент АО «Эмбаунайгаз» имеет действующее до 31.12.2020г разрешение на эмиссии в ОС № KZ84VCZ00709210 от 22.10.2020г. АО «Эмбаунайгаз» согласно производственной программе ежегодно разрабатывает Программу утилизации газа и Программу развития переработки сырого газа, на основании которой проводится корректировка объемов утилизируемого газа на собственные нужды и на факелах. По этой причине возникает необходимость ежегодной разработки проекта нормативов ПДВ для НГДУ «Жылыоймунайгаз».

Проект нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для промплощадок НГДУ «Жылыоймунайгаз» АО «Эмбаунайгаз», включает в себя общие сведения о месторождениях НГДУ «Жылыоймунайгаз» расположенных в Жылыойском районе, Атырауской области.

Административный корпус АО «Эмбаунайгаз» расположен в г.Атырау по улице Валиханова 1. Проект составлен для установления лимитов загрязняющих веществ от стационарных источников НГДУ «Жылыоймунайгаз».

Проект нормативов предельно-допустимых выбросов включает в себя общие сведения о промышленной площадке, характеристики источников загрязнения атмосферы, определение категоричности предприятия.

Основными источниками выбросов вредных веществ на месторождениях являются:

- неорганизованные источники: эксплуатационные скважины, групповая замерная установка, нефте - и газосепараторы, концевая сепарационные установки, сепараторы УПС, дренажи, насосные установки, отстойники - утечка вредных веществ в атмосферу через неплотности сальниковых уплотнений, предохранительных клапанов, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры;

- организованные источники: котельная, печи подогрева нефти, дизельные двигатели для генераторов, кузнечный горн, сварочный передвижной агрегат, установка для очистки замазученной почвы - выбросы загрязняющих веществ в атмосферу производятся от дымовых и выхлопных труб; станки по обработке металлических деталей, химическая лаборатория и склад хранения химреагентов – выброс таких загрязняющих веществ как взвешенные вещества, абразивная пыль, азотная кислота, соляная кислота, бензин и т.д. осуществляется через вентиляционную систему;

- резервуары для нефти, нефтеналивной стояк, емкости для топлива (АЗС) - вредные вещества выделяются в атмосферу через дыхательные клапана;

- неорганизованный площадной источник шламонакопитель, склад инертных материалов, электро - газосварочные посты – выбросы происходят при работе аппаратов;

- передвижные источники выбросов – спецтехника и автотранспорт.

Согласно инвентаризации, от промплощадок НГДУ «Жылыоймунайгаз» в атмосферный воздух от стационарных источников выбрасываются загрязняющие вещества 46 наименований I-IV класса опасности. Общий валовой выброс загрязняющих веществ в

атмосферу на 2022г – 1892,825468 т/год, в том числе газообразных веществ – 1854,15272434 т/год, твердых веществ – 38,83920257 т/год. Ниже представлена таблица перечня ЗВ от стационарных источников в атмосферу месторождений НГДУ «Жылыоймунайгаз».

Таблица 1 - Перечень загрязняющих веществ от стационарных источников в атмосферу месторождений НГДУ «Жылыоймунайгаз» на 2022 год

Наименование	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
Куст «Прорвинская группа»		
ЦППН Прорва	24,910505	441,4608
Месторождение С.Нуржанов	8,8104966	27,22562
Месторождение Карасор Западный	4,045323	125,7281
Месторождение Западная Прорва	13,984743	10,91577
Месторождение Актобе	33,978104	200,2766
Месторождение Досмухамбетовское	14,601421	35,05997
БПО Промбаза	2,7742305	73,87113
Каспий Самалы	9,773655	82,45183
Спецтехника Прорва	2,7270753	7,997662
Завод УКПГ	144,58106	537,9089
Газопровод Атырауской области	0,0171486	0,536052021
По кусту «Прорвинская группа»		1543,432
Куст «Кульсары»		
Месторождение Терень-Узек	7,764983	34,95359
Месторождение Каратон	12,475374	121,9771
Месторождение Акинген	13,995402	103,9026
Месторождение Кульсары	14,484539	4,573128
Месторождение Косшагыл	13,159004	2,826151
Месторождение Кисимбай	11,202564	43,68591
Месторождение Аккудук	7,8028954	13,03121
ЦПРЭО Прорва	2,620973	7,171518
ЦПРЭО Ремонтно-механическая мастерская	1,4200501	11,47868
Спецтехника Кульсары	4,0612035	5,959641
По кусту «Кульсары»		349,5595
Всего по НГДУ "Жылыоймунайгаз"	349,191	1892,825

Максимально-разовые и средне-суточные предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не должны превышать ПДК, установленных в требовании приказа Министра национальной экономики РК «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 28.02.2015г.

Для проведения расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу использован программный комплекс «Эра», версия 2, НПО «Логос», г. Новосибирск, согласованный с ГГО имени Воейкова, г. Санкт-Петербург и МООС Республики Казахстан. Расчет рассеивания в приземном слое атмосферы показал, что превышение ПДК не наблюдается на границе санитарно-защитной зоны месторождений НГДУ.

При выполнении расчетов рассеивания загрязняющих веществ были использованы данные по метеоусловиям и розе ветров от РГП на ПХВ «Казгидромет» (приложение 7).

Карты рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы и результаты расчета загрязнения атмосферы представлены таблицами в приложении 3.

Расчетами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ в расчетных точках, выбрасываемых всеми источниками, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ.

Максимальные значения приземных концентрации по всем веществам не достигают границы СЗЗ предприятия. По результатам расчета рассеивания вредных веществ в атмосфере максимальная концентрация ПДК составляет:

По результатам расчета рассеивания вредных веществ в атмосферу ПДК составляет:

- максимальная концентрация по оксиду железа 0,0070905 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0 ПДК;
- максимальная концентрация по оксиду марганца 0,0266276 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0 ПДК;
- максимальная концентрация по свинцу и его неорг.соед. 0,1090831 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0 ПДК;
- максимальная концентрация по диоксиду азоту 4,8025317 ПДК и достигается в точке $x=-480$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,598 ПДК;
- максимальная концентрация по оксиду азоту 2,4055741 ПДК и достигается в точке $x=-480$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,249 ПДК;
- максимальная концентрация по саже 1,8469729 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,091 ПДК;
- максимальная концентрация по сернистому ангидриду 5,5367455 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,755 ПДК;
- максимальная концентрация по сероводороду 0,2940851 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,037 ПДК;
- максимальная концентрация по окиси углерода 0,5364969 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,333 ПДК;
- максимальная концентрация по фтористые соед. 0,0034781 ПДК и достигается в точке $x=480$, $y=587$, концентрация на границе СЗЗ 0 ПДК;
- максимальная концентрация по углеводороду С1-С5 0,1649922 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,019 ПДК;
- максимальная концентрация по пентилену 0,0038169 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$ концентрация на границе СЗЗ 0 ПДК;
- максимальная концентрация по бензолу 0,0163937 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,001 ПДК;
- максимальная концентрация по диметилбензолу 0,0149231 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,002 ПДК;
- максимальная концентрация по метилбензолу 0,0798 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,001 ПДК;
- максимальная концентрация по этилбензолу 0,0062505 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0 ПДК;
- максимальная концентрация по бенз/а/пирену 0,008376 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0 ПДК;
- максимальная концентрация по метанолу 0,000982 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=1377$, концентрация на границе СЗЗ 0 ПДК;
- максимальная концентрация по проп-2-ен1-аль 0,9705005 ПДК и достигается в точке $x=-408$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,099 ПДК;
- максимальная концентрация по формальдегиду 9,054 ПДК и достигается в точке $x=480$, $y=187$, концентрация на границе СЗЗ 0,099 ПДК;
- максимальная концентрация по меркаптану 3,56403333 ПДК и достигается в точке $x=480$, $y=187$, концентрация на границе СЗЗ 0,439 ПДК;
- максимальная концентрация по бензину 0,0011023 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0 ПДК;
- максимальная концентрация по взвешанным веществам 1,020864 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,979 ПДК;
- максимальная концентрация по группам суммации 0184+0330 - 5,5367455 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,8 ПДК;

- максимальная концентрация по группам суммации 0322+0330 - 5,5367455 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,755 ПДК;
- максимальная концентрация по группам суммации 0330+0333 – 5,8308311 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,781 ПДК;
- максимальная концентрация по группам суммации 0330+0342 – 5,5367455 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,755 ПДК;
- максимальная концентрация по группам суммации 0333+1325 – 0,6683503 ПДК и достигается в точке $x=408$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,091 ПДК;

Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ для промплощадок НГДУ показал, что уровень загрязнения за пределами промышленной площадки составил менее 1 ПДК.

В группы суммаций входят 10 загрязняющих веществ, которые образуют 7 групп суммаций. Расчеты по группам суммаций также не показали превышений предельно-допустимых концентраций на границе СЗЗ.

Предлагается установить следующие нормативы ПДВ в атмосферу для источников выбросов на промышленной площадке месторождениях НГДУ в объеме 1892,825 т/г согласно таблице нормативов выбросов ЗВ в атмосферу по предприятию (приложение 2).

Таблица 2 - Перечень загрязняющих веществ от стационарных источников в атмосферу НГДУ «Жылыоймунайгаз» на 2022 год

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ,мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды		0.04		3	0,637735	4,358424
0143	Марганец и его соединения	0.01	0.001		2	0,01868	0,094897
0150	Натрий гидроксид			0.01		0,00000056	0,00001201
0168	Олово оксид		0.02		3		0,00001
0184	Свинец и его неорганические	0.001	0.0003		1	0,00056	0,00062
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	26,161608	302,08364
0302	Азотная кислота	0.4	0.15		2	0,002008	0,06864
0304	Азот (II) оксид	0.4	0.06		3	9,157667	66,9287874
0316	Гидрохлорид	0.2	0.1		2	0,000067	0,000563
0322	Серная кислота	0.3	0.1		2	0,00000103	0,00000067
0328	Углерод	0.15	0.05		3	6,9865911	22,808365
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	81,34267306	222,176807
0333	Сероводород	0.008			2	0,098738144	2,1109681
0337	Углерод оксид	5	3		4	78,43257003	497,685465
0342	Фтористые газообр. соединения	0.02	0.005		2	0,035983	0,014556
0344	Фториды неорганические	0.2	0.03		2	0,148968	0,041545
0410	Метан			50		6,1433428	147,136037
0415	Смесь углеводородов C ₁ -C ₅			50		122,6197086	242,196118
0416	Смесь углеводородов C ₆ -C ₁₀			30		0,5546363	2,0172016
0501	Пентилены	1.5			4	0,05296	0,011792
0602	Бензол	0.3	0.1		2	0,047336	0,0135368
0616	Диметилбензол	0.2			3	0,41999	2,04696
0621	Метилбензол	0.6			3	0,0424411	0,50289588
0627	Этилбензол	0.02			3	0,00118	0,00028
0703	Бенз/а/пирен		0.000001		1	0,00000172	0,00000257
1023	2,2'-Оксидиэтанол		0.2		4	0,1580156	4,6018069
1042	Буган-1-ол (Бутиловый спирт)	0.1			3	0,000069	0,18
1052	Метанол (Метилловый спирт)	1	0,5		3	0,0168	0,5316
1061	Этанол (Этиловый спирт)	5			4	0,00176	0,258036
1119	2-Этоксидэтанол			0.7		0,000037	0,096
1210	Бутилацетат	0.1			4	0,000037	0,096
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.03	0.01		2	0,23784	0,79663

1325	Формальдегид (Метаналь)	0.05	0.01		2	0,2510501	0,80015
1401	Пропан-2-он (Ацетон)	0.35			4	0,000037	0,096
1715	Метантиол (Метилмеркаптан	0.006			4	0,000167539	0,00453176
1716	Смесь природных меркаптанов	0.00005			3	0,005857343	1,7001801
1880	Ди(2-гидроксиэтил)амин			0.05		0,134053049	4,1331743
2704	Бензин	5	1.5		4	0,1108	3,437835
2752	Уайт-спирит			1		0,3606	0,3375
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	13,7841469	352,08895
2868	Эмульсол			0.05		0,00001035	0,00007005
2902	Взвешенные частицы	0.5	0.15		3	0,6033	3,717307
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0.15	0.05		3	0,17737	5,4437
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0.3	0.1		3	0,1115525	0,644628
2930	Пыль абразивная			0.04		0,0178	0,072704
2936	Пыль древесная			0.1		0,314	1,657
	В С Е Г О:					349,19075	1892,825

Также имеют место на промплощадках предприятия залповые выбросы от продувочных свечей (при плановых ремонтах и т.д. осуществляющие по мере необходимости), расположенных на линиях газопроводов технологических печей и котлов. Валовые выбросы, от которых составляют – **21,64198 т/год**, в том числе газообразных – **21,64198 т/год**.

Таблица 3 - Перечень загрязняющих веществ при залповом выбросе в 2022г

Наименование производств (цехов) и источников выбросов	Наименование вещества	Выбросы веществ, г/с		Периодичность, раз/год	Продолжительность выброса, час., мин.	Годовая величина залповых выбросов,
		по регламенту	залповый выброс			
1	2	3	4	5	6	7
НГДУ	УВ C ₁ - C ₅	-	0,0858	1 раз в год	20	18,94920
	УВ C ₆ – C ₁₀	-	0,00009			0,000000016
	сероводород	-	0,00316			0,99733
	меркаптан	-	0,00538			1,69545
Всего:			0,0944			21,64198

Примечание: Выбросы вредных веществ представлены за год.

Транспортный участок НГДУ «Жылыоймунайгаз» имеет на балансе **68** передвижных транспортных средств суммарные выбросы вредных загрязняющих веществ, от которых составят **16,20 т/год**.

Вещества IV класс опасности	оксиды углерода	5,8732	т/год
Вещества II класс опасности	диоксиды азота	5,0978	т/год
Вещества IV класс опасности	углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	4,0380	т/год
Вещества III класс опасности	сажа	0,1965	т/год
Вещества III класс опасности	сернистый ангидрид	0,8435	т/год
Вещества II класс опасности	формальдегиды	0,1496	т/год
Вещества I класс опасности	соединения свинца	0,00012	т/год
Вещества I класс опасности	бенз/а/пирены	0,000004	т/год

4 СОДЕРЖАНИЕ

2 СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ.....	2
3 АННОТАЦИЯ	3
4 СОДЕРЖАНИЕ	8
5 ВВЕДЕНИЕ.....	9
6 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ	10
Почтовый адрес предприятия.....	11
6.1 Карта-схема предприятия	11
6.2 Ситуационная карта-схема района.....	11
6.3 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЙ И СОСТОЯНИЯ КОМПОНЕНТОВ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	12
Климатические условия Жыльойского района Атырауской области.....	12
7 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМПЛОЩАДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НГДУ, КАК ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ	14
7.1 Месторасположение месторождений по НГДУ «Жыльоймунайгаз»	18
7.2 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования с точки зрения загрязнения атмосферы НГДУ «Жылоймунайгаз»	25
7.2.1 Стационарные источники выбросов	59
7.2.2 Передвижные источники выбросов.....	70
7.3 Краткая характеристика существующих установок очистки газа.....	71
7.4 Перспектива развития предприятия	71
7.5 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу	71
7.6 Характеристика залповых выбросов	71
7.7 Характеристика источников выбросов.....	73
7.8 Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/г) принятых для расчета ПДВ.....	74
7.9 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ	74
7.10 Проведение расчетов и определение предложений нормативов ПДВ.....	75
7.10.1 Расчет приземных концентраций	75
7.10.2 Предложения по установлению нормативов ПДВ.....	83
7.10.3 Мероприятия по снижению выбросов в атмосферу для достижения нормативов ПДВ	85
7.10.4 Размер санитарно-защитной зоны.....	86
7.11 Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ	86
7.12 Контроль за соблюдением нормативов ПДВ	90
7.13 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу	94
8 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВОЗДУХООХРАННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ.....	102
8.1 Сведения об ущербе, причиняемом выбросами предприятия.....	102
8.2 Расчет платы за загрязнение природной среды	102
9 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	104

5 ВВЕДЕНИЕ

Проект нормативов ПДВ для промплощадок НГДУ «Жылыоймунайгаз» разработан Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» на основании договора с АО «Эмбаунайгаз» №243-104//89/2020 АТ от 13.03.2020г на основании решения №408120 от 27.02.2020г АО «Эмбаунайгаз».

В настоящий момент АО «Эмбаунайгаз» имеет действующее до 31.12.2020г разрешение на эмиссии в ОС № KZ84VCZ00709210 от 22.10.2020г. АО «Эмбаунайгаз» согласно производственной программе ежегодно разрабатывает Программу утилизации газа и Программу развития переработки сырого газа, на основании которой проводится корректировка объемов утилизируемого газа на собственные нужды и на факелах. Разрешения на сжигания сырого газа представлен в приложении 10. По этой причине возникает необходимость ежегодной разработки проекта нормативов ПДВ для НГДУ «Жылыоймунайгаз».

В соответствии с природоохранными нормами и правилами Республики Казахстан нормативы предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для отдельных предприятий устанавливаются в целях предотвращения загрязнения воздушного бассейна от загрязнения.

При выполнении настоящей работы проведена инвентаризация источников выбросов в соответствии с требованиями «Инструкция по инвентаризации выбросов вредных веществ в атмосферу» (РНД 211.1.02.03.-97), а также разработка данного проекта велась в соответствии со следующими нормативными документами:

- «Экологический кодекс РК» от 09.01.2007 г;
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» №237 от 20 марта 2015г.;
- РНД 211.2.02.02-97 «Рекомендациями по оформлению и содержанию проекта нормативов ПДВ для предприятий»;
- Приказ МООС РК №110-ө от 16.04.2012г «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду»

Расчетные формулы, используемые при определении мощности выбросов вредных веществ и их концентрации в атмосферном воздухе, а также термины и условные обозначения, применяемые в прилагаемых таблицах, приняты в соответствии с региональными и отраслевыми методиками, утвержденными в Республике Казахстан.

Исполнитель:

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»
Республика Казахстан,
г.Атырау, проспект Елорда, стр.10.
Тел: 8(7122) 30-54-43
Тел./факс: 8(7122) 30-54-00

6 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

Нефтегазодобывающее управление «Жылыоймунайгаз» является структурным подразделением АО «Эмбаунайгаз».

Нефтяные месторождения НГДУ «Жылыоймунайгаз» размещены по территории Жылыойского района, Атырауской области, частично на территории Бейнеуского района Мангистауской области (на территории ГСП «Толкын»).

В каждом месторождении имеется вахтовый поселок для персонала. Ближайшими населенными пунктами являются поселок: Новый Каратон, Кульсары, Косшагыл. Районным центром является город Кульсары. Ближайшая железнодорожная станция расположена в г. Кульсары, поселке Боранкул.

Административное здание НГДУ «Жылыоймунайгаз» находится в г.Кульсары. Связь с городом Атырау осуществляется по автомобильной дороге с твердым покрытием, а также по железной дороге через г.Кульсары.

Основной деятельностью НГДУ «Жылыоймунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» является добыча сырой нефти и попутного нефтяного газа на месторождениях Жылыойского района.

Добыча нефти на месторождениях ведется с 1935 года.

Большинство месторождений предприятия истощены и находятся на завершающей стадии эксплуатации. Месторождения Кисымбай, Аккудык, Акинжень разрабатываются с 1993 года.

Территория месторождения Терень-Узек граничит с Каспийским морем. От нагонных вод моря месторождение Терен-Узек защищено дамбой, протяженностью 12,9 км, а месторождение Западная Прорва дамбой протяженностью 17,5 км.

На всех месторождениях предусмотрена единая герметизированная система сбора нефтяной эмульсии, в которую входит следующее технологическое оборудование:

- групповая замерная установка (ГЗУ) на выкидных линиях;
- напорный коллектор ГЗУ до площадки сбора, на площадке ЦПС;
- блок химреагентов;
- резервуары для хранения товарной и сырой нефти;
- печи для подогрева нефти;
- емкости для уловленной нефти;
- нефтеналивной стояк.

Для питания электроэнергией производственных площадок месторождений, проведена воздушная линия ЛЭП, в качестве аварийных источников электроэнергии на площадках приняты стационарные дизельные электростанции.

На случай аварийной ситуации предусмотрены: байпасная линия, переключающая поток нефти, в приемную емкость, минуя резервуар для сбора жидкости и байпасная линия, переключающая поток нефти в резервуар-отстойник, минуя печь (в летнее время).

Пластовая вода, отделившаяся от нефти в резервуаре для сбора жидкости резервуаре-отстойнике, собирается в резервуарах для отстоя воды, накапливаются в емкости уловленной нефти, откуда своим насосом подаются в резервуар для сбора жидкости.

Жилые зоны вблизи месторождений НГДУ «Жылыоймунайгаз» отсутствуют. В зоне влияния предприятия курортов, зон отдыха и объектов с повышенными требованиями к санитарному состоянию атмосферного воздуха нет.

На ситуационной карте-схеме района размещения НГДУ «Жылыоймунайгаз» (в приложении) показано взаиморасположение месторождений и граничащих с ними характерных объектов и границы нормативных санитарно-защитных зон.

В состав НГДУ «Жылыоймунайгаз» входят 2 куста: куст «Прорвинской группы», куст «Кульсары».

В состав куста «Провинской группы» входят 6 месторождений, из которых 4 месторождения находятся в промышленной разработке м/р Актобе, м/р Досмухамбетовское, м/р С.Нуржанов (в составе ЦППН Прорва и УКПГ), м/р Западная Прорва и 2 месторождений на стадии разведки (м/р Карасор Западный, НСВ (блок Каратон-

Саркамыс), а также Цех подготовки и перекачки нефти Прорва (ЦППН), Установка комплексной подготовки газа (УКПГ).

В состав куста «Кульсары» входят 7 месторождений промышленной разработки (м/р Терень-Узек, м/р Каратон, м/р Косчагыл, м/р Акингень, м/р Кульсары, м/р Кисимбай, м/р Аккудук).

Также в г. Кульсары находятся колонна спецтехники технологического транспорта, в Прорве база производственного обслуживания (БПО), колонна спецтехники технологического транспорта. Все месторождения НГДУ «Жылыоймунайгаз» находятся на территории Жылыойского района Атырауской области и частично на территории Бейнеуского района Мангистауской области. В каждом месторождении имеется вахтовый поселок для персонала.

В качестве топлива для печи подогрева используется попутный нефтяной газ (Кисимбай, Акингень, Аккудук, Актобе, Досмухамбетовское, С.Нуржанов, Западная Прорва), для печей остальных месторождений в качестве топлива используется Тенгизский природный газ.

НГДУ, как стационарный источник выбросов, характеризуется выбросами от технологического оборудования нефтегазодобычи, в процессе эксплуатации которых происходит выделение различных углеводородных фракций, а также от организованных источников выбросов загрязняющих веществ.

Почтовый адрес предприятия

Заказчик:

Юридический адрес предприятия:

г. Атырау, ул. Валиханова 1, АО «Эмбаунайгаз».

Адрес объекта:

Атырауская область, Жылыойский район, г.Кульсары,

ул. Бисенбі Бисенқұлов, здание 50, НГДУ «Жылыоймунайгаз».

Тел (7237)7-40-60

6.1 Карта-схема предприятия

Карта-схема промплощадок предприятия с расположением сооружений и типовые схемы источников загрязнения приведены в приложении проекта ПДВ.

6.2 Ситуационная карта-схема района

Ситуационные карта-схемы района расположения промплощадки месторождений НГДУ «Жылыоймунайгаз» приведены в приложении проекта ПДВ. На территории месторождений отсутствуют селитебных зон, зоны отдыха, заповедники, музеев памятников архитектуры, санаторий.

6.3 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЙ И СОСТОЯНИЯ КОМПОНЕНТОВ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Климатические условия Жылыойского района Атырауской области

Климат Атырауской области формируется под влиянием арктических, иранских и туранских воздушных масс. В холодный период года здесь господствуют массы воздуха, поступающие из западного отрога сибирского антициклона, в теплый период они сменяются перегретыми тропическими массами из пустынь средней Азии и Ирана. Под влиянием циркуляции этих воздушных масс формируется континентальный и крайне засушливый тип климата. Для региона характерным являются изобилие тепла и преобладание ясной сухой погоды.

Температура воздуха. Анализ хода среднемесячных температур воздуха на северном побережье Каспийского моря свидетельствует о том, что самым холодным месяцем является январь, самым теплым – июль. Средняя температура в январе минус 10°С, а в июле плюс 32,9°С.

Ветровой режим. Для данного региона характерны сильные ветра. В холодное время года преобладают ветры восточного и юго-восточного направления. Высокая повторяемость восточных румбов сохраняется в весенний и осенний периоды и только в теплое время года вследствие уменьшения интенсивности центра высокого давления в Сибири. На территории Северного Прикаспия преобладают ветры северного и северо-западного направлений. Среднегодовая скорость ветра 4,2 м/сек. Наиболее вероятны сильные ветры в марте-апреле, обычно они имеют восточное направление.

Осадки. По условиям выпадения осадков территория относится к сухим, безводным районам. Среднегодовое количество осадков за холодный период года составляет 72,4 мм, среднегодовое количество осадков за теплый период года составляет 75,8 мм.

В годовом количестве осадков преобладают осадки в жидкой форме, что напрямую связано с более длительным периодом положительных температур воздуха. Продолжительность выпадения осадков по временам года неодинакова. Наибольшая продолжительность осадков приходится на зиму. Летние дожди, хотя и более интенсивны, но непродолжительны. Засушливость теплового периода года проявляется в низких значениях относительной влажности воздуха и в большом дефиците влаги.

Снежный покров. Твердые осадки – снег, крупа, снежные зерна – наблюдаются с октября-ноября по март-апрель. Первые заморозки наступают в середине ноября. Образование устойчивого снежного покрова наблюдается в середине декабря, сход – в первой декаде марта. Изменчивость указанных дат может достигать одного месяца. В любой месяц зимы возможны непродолжительные оттепели. Высота снежного покрова от 10 до 40 см. Для описываемого района характерно непостоянство условий залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно многоснежных зим.

Метеорологические характеристики по району расположения промплощадок НГДУ «Жылыоймунайгаз» выданы органами РГП «Казгидромет» Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК по метеостанции Кульсары.

Метеорологическая информация за 2019 год по данным МС Кульсары Жылыойского района Атырауской области:

Таблица 6.3.1 - Среднемесячная и годовая температура воздуха, °С

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (II)	-11,2°С
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (VII)	34,6°С
Годовое количество осадков за холодный период года	69 мм
Годовое количество осадков за теплый период года	101 мм
Среднее число дней с пыльными бурями:	2 дня

Средняя скорость ветра за год	4,4 м/с
Скорость ветра, превышение которой составляет 5%	9 м/с

Таблица 6.3.2 – Среднемесячная и среднегодовая скорость ветра, м/с

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
11	11	26	12	9	8	13	10	13

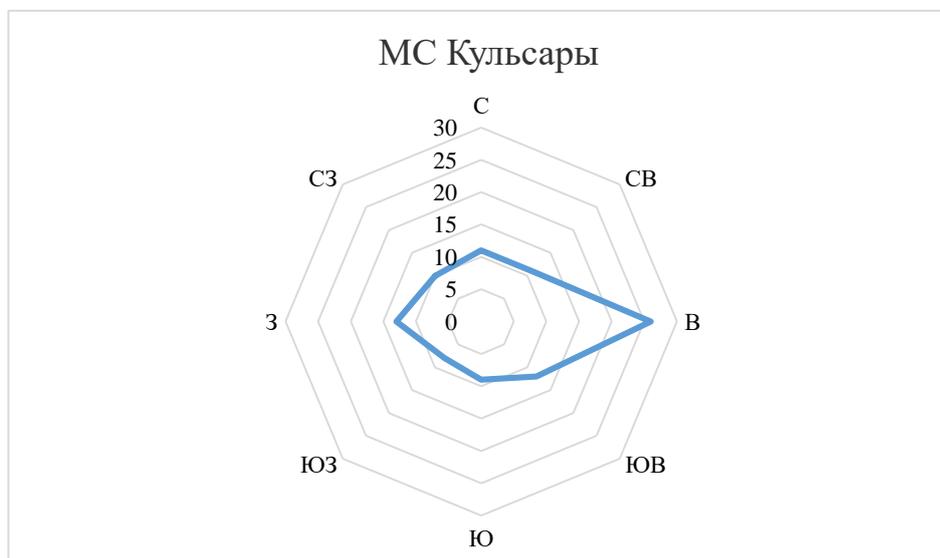


Рисунок 6.3.1 - Роза ветров по МС Кульсары

7 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМПЛОЩАДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НГДУ, КАК ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

Основной задачей НГДУ «Жылыоймунайгаз» является добыча нефти и газа. На промплощадках НГДУ расположено 1429 источников выбросов загрязняющих веществ: из них 336 организованных; 1093 неорганизованных.

Ниже представлена таблица по количеству источников загрязняющих веществ по месторождениям.

Таблица 7.1 – Количество источников по месторождениям НГДУ «Жылыоймунайгаз»

№№	Наименование промплощадок	Количество источников		Всего
		организованные	неорганизованные	
1.	ЦППН Прорва	31	50	81
2.	м. С.Нуржанов	20	238	258
3.	м. Карасор Западный	15	25	40
4.	м.Западная Прорва	6	87	93
5.	м.Актобе	9	54	63
6.	м.Досмухамбетовское	15	67	82
7.	БПО	18	5	23
8.	Каспий Самалы	27	22	49
9.	м.Терен Узек	38	245	283
10.	м.Каратон	26	42	68
11.	м.Акинген	16	55	71
12.	м. Кульсары	5	17	22
13.	м.Косчагыл	6	42	48
14.	м. Кисимбай	24	61	85
15.	м. Аккудук	9	19	28
16.	ЦПРЭО (Промбаза)	25	7	32
17.	РММ	9	9	18
18.	УТРО	6	1	7
19.	Колонна спецтехники и ТТ (месторождение) Кульсары	9	9	18
20.	УПКГ	19	36	55
21.	ГСП Толкын	3	2	5
	ИТОГО:	336	1093	1429

Неорганизованные источники НГДУ «Жылыоймунайгаз» представлены выбросами от сварочных работ, пылением при работе с инертными сыпучими материалами (цемент, песок, уголь, известь, щебень, песчано-гравийная смесь), испарением углеводородов из шламонакопителей, и испарением через неплотности аппаратуры, фланцевых соединений, сальниковых уплотнений, в запорно-регулирующей арматуре:

- сепараторов, в которых происходит отделение газа от жидкой продукции скважин;
- эксплуатационных скважин;
- отстойников типа ОГ-200, ОБН-3000;
- дренажная емкость.

Организованные источники НГДУ представлены трубами:

- печей подогрева нефти типа ПТ-16/150 и ПТБ-10 и воды в качестве топлива потребляющих природный и попутный нефтяной газ;
- дизельных электростанций (ДЭС) типа АДД-200С-Т400, Volvo TAD;
- котельных (котлы марки Buran -174, GRONUS BURAN(BB2035), REX-75, ВКШ -0,9, КОВ-63, Факел);
- котлы битумные передвижные с ДВС;
- компрессор передвижной с ДВС;
- резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов (выброс углеводородов происходит через дыхательные клапаны);
- участок металлообработки;

- участки вулканизации и аккумуляторный;
- дизельного сварочного агрегата АДД-4004;
- факельных установок.

От топливосжигающих устройств (топки котлов, печи подогрева нефти) с дымовыми газами выбрасываются в атмосферу диоксида азота и серы, оксид углерода, метан;

При факельном сжигании попутного газа в атмосферу поступают: оксид углерода, диоксид азота, метан, сажа, сера диоксид, сероводород;

Источниками выделения пыли неорганической являются склады песка, щебня; взвешенных веществ и абразивной пыли – процесс металлообработки; от склада извести в атмосферу поступает пыль извести.

От сварочных работ в атмосферу поступают пары сварочного аэрозоля, фтористого водорода, оксиды марганца, фториды и соединения кремния.

В процессе вулканизации камер в атмосферу поступают пары бензина и оксид углерода; в процессе зарядки аккумуляторов – пары серной кислоты.

При работе дизельных передвижных сварочных агрегатов САГ и ДЭС в атмосферу поступают: оксид углерода, формальдегид, сажа, диоксида азота и серы.

Основные производственные показатели на **2022г** по добыче нефти, попутного нефтяного газа, использования его на собственные нужды по НГДУ «ЖЫЛЫЙМУНАЙГАЗ» приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Технологические показатели по добычи нефти и газа по месторождениям НГДУ «ЖЫЛЫЙМУНАЙГАЗ» на 2022гг.

№	Месторождение	Наименование производимой продукции, ед.измерения	2022г
1	С.Нуржанов	Добыча нефти, тыс.т.	598,1
		Добыча газа, млн.м3	126,878
		Кол-во скважин, ед	177
2	НСВ (блок Саркамыс- Каратон)	Добыча нефти, тыс.т.	61,5
		Добыча газа, тыс.м3	24219
		Кол-во скважин, ед	5
3	Карасор Западный	Добыча нефти, тыс.т.	39,2
		Добыча газа, тыс.м3	3973
		Кол-во скважин, ед	3
4	Западная Прорва	Добыча нефти, тыс.т.	66,4
		Добыча газа, млн.м3	192,56
		Кол-во скважин, ед	46
5	Актобе	Добыча нефти, тыс.т.	80
		Добыча газа, млн.м3	9,371
		Кол-во скважин, ед	35
6	Досмухамбетовское	Добыча нефти, тыс.т.	32,6
		Добыча газа, млн.м3	1,4
		Кол-во скважин, ед	48
1	Кульсары	Добыча нефти, тыс.т.	8,6
		Добыча газа, тыс.м3	0
		Кол-во скважин, ед	11
2	Косчагыл	Добыча нефти, тыс.т.	7,9
		Добыча газа, тыс.м3	0
		Кол-во скважин, ед	29
3	Акинген	Добыча нефти, тыс.т.	81300
		Добыча газа, тыс.м3	6,68
		Кол-во скважин, ед	36
4	Кисимбай	Добыча нефти, тыс.т.	30,6
		Добыча газа, тыс.м3	2,30
		Кол-во скважин, ед	29
5	Аккудук	Добыча нефти, тыс.т.	17,0
		Добыча газа, тыс.м3	0,136

		Кол-во скважин, ед	10
6	Терен-Узек	Добыча нефти, тыс.т.	75,37
		Добыча газа, тыс.м ³	0
		Кол-во скважин, ед	194
7	Каратон	Добыча нефти, тыс.т.	6,6
		Добыча газа, тыс.м ³	0
		Кол-во скважин, ед	17

Примечание: Данные по добыче нефти и газа, также количество скважин взяты из проектов разработки месторождений, которые выполняются согласно ст.134, 136, 137 Кодекса «О недрах и недропользований», анализов разработки месторождений, руководствующиеся Приказом МЭ РК №239 от 15.06.2018г «Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», глава 12, п.156-164., проект разработки глава 10, п.100-147., проект пробной эксплуатации главаб, п.56-69.

На месторождениях НГДУ «Жылыоймунайгаз» сжигается сырой газ согласно разрешений на сжигание сырого газа. Ниже представлена таблица с разрешенными объемами газа по категории V₇, V₈ (Приказ МЭ РК №164 от 05.05.2018г «Об утверждении методики расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию») (Разрешения на сжигания газа по месторождениям прилагается в приложении 10 проекта ПДВ).

Категория V₇ - норматив и объем сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования, определяется технической документацией по режиму эксплуатации, техническими характеристиками, паспортами и проектной документацией технологического оборудования;

Категория V₈ - норматив и объем сжигания сырого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования определяется технической документацией по эксплуатации технологического оборудования и план-графиками технического обслуживания, планово-предупредительного, текущего, восстановительного (среднего) и капитального ремонтов.

Таблица 7.4 - Объем сжигаемого газа на месторождениях НГДУ «Жылыоймунайгаз» (месторождения промышленной разработки)

№№	наименование месторождения	объем по разрешению, тыс.м ³		№ разрешений
		категория V ₇	категория V ₈	
	Итого объем сжигаемого газа	11005,842		
	Общий объем сжигаемого газа	85,32	10920,522	
	в том числе по месторождениям:			
1	С.Нуржанов	83,22	9246,097	KZ57VPC00013977 от 15.12.2020
2	Западная Прорва	0	1052,817	KZ73VPC00013980 от 15.12.2020
3	Досмухамбетовское	0,42	29,566	KZ14VPC00013975 от 15.12.2020
4	Актобе	0,42	417,162	KZ46VPC00013981 от 15.12.2020
5	Акингень	0,42	128,178	KZ34VPC00014003 от 15.12.2020
6	Кисымбай	0,42	44,102	KZ89VPC00013983 от 15.12.2020
7	Аккудук	0,42	2,6	KZ45VPC00013999 от 15.12.2020

Категория V₄ - норматив и объем сжигания сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения. Месторождение Карасор Западный находится на стадии пробной эксплуатации.

Таблица 7.5 - Сжигание на факелах сырого газа при пробной эксплуатации:

№	Наименование месторождения	Объем сжигаемого газа, м ³	№ разрешение
1.	Карасор Западный	3 973 000	KZ48VPC00013751 от 16.11.2020

Распределение газа по факелам предоставлена в следующих таблицах.

Таблица 7.6 – Распределение газа НГДУ «Жылыоймунайгаз» согласно ПРППГ

№	наименование месторождения	разбивка газа по ПРППГ	общий объем по протоколу	категория по протоколу	примечание
	Общий объем по категории В8	10920,523		V ₈	
	Общий объем по категории В7	85,32		V ₇	
1	С. Нуржанов	9246,097			
		61,32	61,32	V ₇	УКПГ
		21,9	21,9	V ₇	ЦППН
		6814,416	6814,146	V ₈	УКПГ
		2431,681	2431,681	V ₈	ЦППН
2	Зап Прорва	1052,817	1052,817	V ₈	УКПГ
3	Досмухамбетовское	13,417	13,417	V ₈	на местах
		16,149	16,149	V ₈	УКПГ
		0,42	0,42	V ₇	на местах
4	Актобе	179,71	179,71	V ₈	на местах
		237,453	237,453	V ₈	УКПГ
		0,42	0,42	V ₇	на местах
5	Акинген	128,178	128,178	V ₈	на местах
		0,42	0,42	V ₇	на местах
6	Кисымбай	44,102	44,102	V ₈	на местах
		0,42	0,42	V ₇	на местах
7	Аккудук	2,6	2,6	V ₈	на местах
		0,42	0,42	V ₇	на местах

Таблица 7.7 - Распределение сжигаемого газа по факелам

Вид сжигания	Номер источника	Наименование факела	Вид сжигаемого газа	Объем сжигаемого газа, м ³
УКПГ				
V ₇	0315-001	ФНД (продувка факельного коллектора газом, утечки с ЗРА, сбросы с ПК, поддержание газовой подушки дренажных емкостей, дежурные горелки)	сырой	28 980
	0315-002	ФВД (утечки сырого газа с ЗРА и проверка ПК)	сырой	1 680
	0316-001	ФВД (продувка факельного коллектора газом, утечки с ЗРА, сбросы с ПК, затворный газ, дежурные горелки)	сырой	28 980
	0316-002	ФВД (утечки сырого газа с ЗРА и проверка ПК)	сырой	1 680
V ₈ -ППР	0315-003	ФНД (сброс сырого газа при техобслуживании и ремонтных работах технол.оборудования и газоконденсатопровода)	сырой	5 684 585

	0316-003	ФНД (сброс сырого газа при техобслуживании и ремонтных работах технол.оборудования и газоконденсатопровода)	сырой	2 436 251
Всего:				8 182 155
ЦППН Прорва				
V ₇	0349-001	при эксплуатации технологического оборудования	сырой	21 900
V ₈	0349-002	при тех. обслуживании и ремонтных работах технол. оборудования	сырой	2 431,68
месторождение Актобе				
V ₇	0369-001	при эксплуатации технологического оборудования	сырой	420
V ₈	0369-002	при тех. обслуживании и ремонтных работах технол. оборудования	сырой	179 710
месторождение Досмухамбетовское				
V ₇	0372-001	при эксплуатации технологического оборудования	сырой	420
V ₈	0372-002	при тех. обслуживании и ремонтных работах технол. оборудования	сырой	13 417
месторождение Акинень				
V ₇	0376-001	при эксплуатации технологического оборудования	сырой	420
V ₈	0376-002	при тех. обслуживании и ремонтных работах технол. оборудования	сырой	128 178
месторождение Кисымбай				
V ₇	0379-001	при эксплуатации технологического оборудования	сырой	420
V ₈	0379-002	при тех. обслуживании и ремонтных работах технол. оборудования	сырой	44 102
месторождение Аккудук				
V ₇	0384-001	при эксплуатации технологического оборудования	сырой	420
V ₈	0384-002	при тех. обслуживании и ремонтных работах технол. оборудования	сырой	2 600
месторождение Карасор Западный				
V ₄	0407, 0408, 0409	при пробной эксплуатации	сырой	3 973 000

7.1 Месторасположение месторождений по НГДУ «Жылыоймунайгаз»

Куст «Прорвинская группа»

В состав Прорвинской группы входят месторождения такие как, С.Нуржанов, Западная Прорва, Актобе, Досмухамбетовское, Карасор Западный, НСВ (блок Каратон-Саркамыс), а также ЦППН Прорва и Установка комплексной подготовки газа (УКПГ). Месторождения С.Нуржанов, Западная Прорва, Актобе, Досмухамбетовское находятся на стадии промышленной разработки, а Карасор Западный и НСВ (блок Каратон-Саркамыс) на стадии разведки.

7.1.1 Месторождение С.Нуржанов

Месторождение С. Нуржанов в административном отношении находится в Жылыойском районе Атырауской области, в 170 км на юг-юго-восток от г. Атырау, и расположено на северо-восточном побережье Каспийского моря.

Ближайшими населенными пунктами является г. Кульсары ближайшие железнодорожные станции ст. Кульсары и ст. Опорная.

В орографическом отношении район работ является типичным для полупустынных районов юго-востока Прикаспийской впадины и представляет собой слабовсхолмленную равнину, осложненную многочисленными балками и оврагами.

Характерной особенностью рельефа местности является наличие широкой сети солончаков, так называемых “соров”, которые не высыхают летом и не замерзают зимой. Почва здесь, в основном, представлена “пухляком”, закрепленным слабой растительностью. Естественных водных источников на площади нет. Снабжение питьевой водой осуществляется из водовода Астрахань-Мангышлак. Северо-западная часть площади, находится в зоне подтопления нагонными водами Каспийского моря и представляет собой болотистую труднопроходимую местность.

Климат района резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков. Максимальная температура летом плюс 42⁰С. Зима холодная, малоснежная, с непостоянным снежным покровом, толщина которого не превышает 15-20см. Температура воздуха временами достигает минус 32-35⁰С. Характерны постоянные ветры юго-западного направления. Нередки сильные ветра, сопровождаемые буранами и снежными заносами, летом – пыльными бурями. В зависимости от количества выпадающих осадков весной и осенью местность становится труднопроходимой для автотранспорта.

Растительный и животный мир беден, что характерно для пустынь и полупустынь. Распространены пресмыкающиеся и членистоногие.

Район работ характеризуется развитой инфраструктурой. Недалеко от территории площади работ проходят: газопровод «Средняя Азия-Центр», нефтепровод «Косчагыл-НПСЗ», автодороги Прорва-Кулсары, Прорва-Опорный, Атырау-Актау, Кульсары-Тенгиз. С севера на юг проходит железная дорога Мангышлак-Макаат.

В целом, участок работ расположен в условиях сложной топографии с заболоченными и залитыми нагонной водой из Каспийского моря территориями, развитой трубопроводной сетью.

Связь с населенными пунктами осуществляется по дорогам с асфальтовым и гравийно-щебеночным покрытием.

На территории работ строительных материалов и других полезных ископаемых, используемых для хозяйственных нужд не имеется.

7.1.2 Месторождение Западная Прорва

Месторождение Западная Прорва расположено в юго-восточной части Южно-Эмбинского нефтеносного района. По административному делению месторождение входит в состав Жылыойского района Атырауской области республики Казахстан. Районным центром является город Кульсары, находящийся в 105 км к северо-востоку. Областной центр – город Атырау расположен на расстоянии 215 км к западу.

Ближайшим населенным пунктом является г Кульсары месторождения Каратон, Косчагыл и Кульсары. Связь с населенными пунктами осуществляется по автодорогам с асфальтовыми и гравийно-щебеночными покрытиями.

Ближайшие разрабатываемые месторождения – Тенгизское, Королевское, С. Нуржанов, Досмухамбетовское, Актобе. Территория месторождения представляет собой полупустынную равнину, покрытую рыхлыми, вязкими современными наносами. До 1930г местность была покрыта морем. В настоящее время при сильном западном ветре море так же покрывает часть площади. Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах от минус 22,0 до минус 24,0 метра ниже Балтийского моря. Растительность скудная, представлена в основном полынью и верблюжьей колючкой. Скудность растительного мира сказывается на бедности животного мира, который в основном представлен колониями грызунов. Источники пресной воды отсутствуют.

Климат района резко континентальный с сухим жарким летом и холодной малоснежной зимой. Летом температура колеблется в пределах плюс 38-42⁰С, а зимой достигает минус 42⁰С. Преобладающее направление ветров в течении года юго-восточное.

В экономическом плане район благоприятный, с развитой инфраструктурой.

По территории района проходят действующие нефтепроводы, газопроводы и водоводы:

- магистральный газопровод Средняя Азия – Центр,
- нефтепровод Тенгиз-Кульсары-Атырау-Новороссийск,
- нефтепровод Узень-Кульсары-Атырау-Самара,
- водовод Астрахань-Мангышлак.

Снабжение питьевой водой осуществляется из водовода Астрахань-Мангышлак. Очистные сооружения по подготовке воды расположены в районном центре г. Кульсары. На месторождение питьевая вода доставляется автотранспортом.

Электроснабжение района осуществляется Атыраускими областными и районными электрическими сетями. Подрядные организации по выполнению буровых работ, промыслово-геофизических, лабораторных исследований расположены в г. Атырау и его окрестностях.

7.1.3 Месторождение Актобе

Месторождение Актобе в географическом отношении расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины на восточном берегу Каспийского моря.

По административному делению входит в состав Жылойского района Атырауской области Республики Казахстан.

Районный центр г. Кульсары расположен в 130км к северо-востоку, областной центр г.Атырау – в 170 км к северо-западу.

Ближайшие нефтепромыслы Каратон, Косчагыл и Кульсары.

Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым дорогам, а с районным центром и г. Атырау по трассе Актау-Атырау. В 100 км к северо - востоку от месторождения проходит железнодорожная магистраль Актау – Атырау.

На юге и юго – востоке расположены разрабатываемые месторождения С.Нуржанов, Западная Прорва, Досмухамбетовское.

Климат района резко континентальный. Лето сухое жаркое (до плюс 40⁰С), зима суровая (до минус 30⁰С), малоснежная. Ветры, преимущественно, восточные и юго-восточные с частыми песчаными бурями. Среднегодовое количество осадков порядка 160 мм, выпадают они в весенний и осенний периоды.

Абсолютные отметки рельефа в среднем составляют минус 20м. Гидрографическая сеть отсутствует, источников пресной воды на площади не имеется. Глубина залегания грунтовых вод изменяется от 2 до 5м.

В орографическом отношении район представляет собой полупустынную равнину местами с незакрепленными песками образующим барханы высотой до 10м.

Растительность района типичная для полупустынь и представлена полынью, пыреем, сураном и др.

Животный мир беден.

По территории района проходят действующие нефтепроводы, газопроводы и водоводы:

- магистральный газопровод Средняя Азия – Центр
- нефтепровод Тенгиз-Кульсары-Атырау-Новороссийск,
- нефтепровод Узень-Кульсары-Атырау-Самара,
- Кульсары – Прорва.

Снабжение питьевой водой осуществляется из водовода Кульсары – Прорва. Очистные сооружения по подготовке воды расположены в районном центре г. Кульсары. На месторождение питьевая вода доставляется автотранспортом.

Электроснабжение района осуществляется Атыраускими областными и районными электрическими сетями.

7.1.4 Месторождение Досмухамбетовское

Месторождение Досмухамбетовское расположено на южной окраине Прикаспийской впадины, в 6 км на север от месторождения Актюбе. По административному делению оно находится на территории Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан.

Районным центром и ближайшей железнодорожной станцией является г. Кульсары, находящийся в 165 км к северо-востоку от Досмухамбетовского месторождения.

В орографическом отношении район представляет собой пустынную песчаную равнину (западная часть Каракумов) с абсолютными отметками рельефа около минус 25м.

Климат района резко континентальный. Летом температура воздуха достигает плюс 40⁰С, зимой до минус 35⁰С. Количество атмосферных осадков не превышает 160мм в год, выпадающих, в основном весной и осенью.

Гидрографическая сеть отсутствует.

7.1.5 Месторождение Карасор Западный

Месторождение Карасор Западный расположено на юго-восточной окраине Прикаспийской синеклизы.

Административно месторождение относится к Жылойскому району Атырауской области. Площадь лицензионного блока Каратон-Саркамыс, с учетом исключенных из него месторождений других недропользователей, составляет 4000,24 кв.км. Данное месторождение находится на стадии разведки. Технологические показатели данного месторождения приняты согласно «Проекта пробной эксплуатации месторождения Карасор Западный».

Ближними населенными пунктами являются рабочие поселки Косчагыл, Саркамыс, Каратон. Районный центр Кульсары расположен в 140 км к северо-востоку от площади Карасор Западный. Указанные населенные пункты и г. Атырау связаны между собой автодорогами с гравийно-щебеночным и частично асфальтовым покрытием.

7.1.6 Месторождение НСВ (блок Каратон-Саркамыс)

Месторождение С. Нуржанов (НСВ (Нуржанов северо-восток) блок Каратон Саркамыс) в административном отношении находится в Жылыойском районе Атырауской области, в 170 км на юг-юго-восток от г. Атырау, и расположено на северо-восточном побережье Каспийского моря. Ближайшие железнодорожные станции Кульсары и Опорная.

В орографическом отношении район работ является типичным для полупустынных районов юго-востока Прикаспийской впадины и представляет собой слабовсхолмленную равнину, осложненную многочисленными балками и оврагами.

Характерной особенностью рельефа местности является наличие широкой сети солончаков, так называемых “соров”, которые не высыхают летом и не замерзают зимой. Почва здесь, в основном, представлена “пухляком”, закрепленным слабой растительностью.

Естественных водных источников на площади нет. Водоснабжение населенных пунктов осуществляется по водопроводу Атырау-Сарыкум.

Северо-западная часть площади, находится в зоне подтопления нагонными водами Каспийского моря и представляет собой болотистую труднопроходимую местность.

Климат района резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков. Максимальная температура летом +42⁰С. Зима холодная, малоснежная, с непостоянным снежным покровом, толщина которого не превышает 15-20 см. Температура воздуха временами достигает -32-35⁰С. Характерны постоянные ветры юго-западного направления. Нередки сильные ветра, сопровождаемые буранами и снежными заносами, летом – пыльными бурями. В зависимости от количества выпадающих осадков весной и осенью местность становится труднопроходимой для автотранспорта.

Растительный и животный мир беден, что характерно для пустынь и полупустынь. Распространены пресмыкающиеся и членистоногие.

ЦППН (цех подготовки и перекачки нефти) Прорва

Осуществляет перекачку прием сырьевой нефти с 6 нефтяных месторождений - Западная Прорва, С.Нуржанова, Актобе, Досмухамбетовское и НСВ (блок Каратон-Саркамыс), Карасор Западный очистку сырьевой нефти до товарного качества и перекачку на ЦПС "Прорва".

УКПГ (Установка комплексной подготовки газа)

УКПГ предназначена для утилизации попутного нефтяного газа на Прорвинской группе месторождений (м/р С.Нуржанова, З. Прорва, Актобе, Досмухамбетовское и НСВ (блок Каратон-Саркамыс), Карасор Западный) в Жылыойском районе Атырауской области. Мощность переработки газа составляет 150 млн.м³.

Куст «Кульсары»

В состав куста «Кульсары» входят нижеследующие месторождения (7 месторождений): Акинген, Кисимбай, Аккудук, Каратон, Косчагыл, Кульсары, Терен-Узек.

7.1.7 Месторождение Акинген

Месторождение Акинген расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины. Административно относится к Жылыойскому району Атырауской области и расположено в 40 км к юго-востоку от города Кульсары.

Ближайшими населенными пунктами являются нефтепромыслы Косчагыл, Кульсары и Каратон расположенные соответственно на расстоянии 35 км, 50 км к северу и 45 км к юго-западу. Областной центр город Атырау, находится на расстоянии 315 км к северо-западу от месторождения. Связь с населенными пунктами и нефтепромыслами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам.

В 10 км к северо-востоку от месторождения проходит железнодорожная магистраль Актау – Атырау. На юге расположено разрабатываемое месторождение – Аккудук, Кисимбай. В орографическом отношении площадь исследования представляет собой слабо всхолмленную равнину полупустынного типа со сглаженными формами рельефа. Почва территории состоит, в основном, из солонцов и соров, и барханных песков. Соры иногда довольно больших размеров, часто сообщаются между собой, образуя соровые впадины.

Район характеризуется резко-континентальным климатом с колебаниями температуры воздуха от плюс 40⁰С (летом) до минус 30⁰С (зимой). Среднегодовое количество осадков не превышает 200 мм.

Растительность района типичная для полупустынь и представлена полынью, пыреем, сураном и др. Животный мир беден.

По территории района проходят действующие нефтепроводы, газопроводы и водоводы:

- магистральный газопровод Средняя Азия – Центр,
- нефтепровод Узень-Кульсары-Атырау-Самара,
- водовод Астрахань-Мангышлак.

Снабжение питьевой водой осуществляется из водовода Астрахань-Мангышлак. Очистные сооружения по подготовке воды расположены в районном центре г. Кульсары. Электроснабжение района осуществляется Атыраускими областными и районными электрическими сетями.

7.1.8 Месторождение Кисимбай

Месторождение Кисимбай расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины.

Районный центр Кульсары находится в 85 км от месторождения. Областной центр г. Атырау в 300 км.

В непосредственной близости от месторождения проходит железная дорога, соединяющая Атырау – Бейнеу – Мангышлак и нефтепровод Узень-Атырау.

В орографическом отношении площадь месторождения представляет собой слабовсхолмленную равнину с абсолютными отметками рельефа от минус 3 м до минус 13 м. Характерным для этой площади является широкое распространение барханов, заросших скудной растительностью, а также наличие сор небольших размеров. Постоянно действующие естественные источники пресной воды отсутствуют. Для закачки попутная вода валанжинского горизонта месторождения.

Климат района резко континентальный, годовой перепад температур от плюс 40⁰С летом, до минус 35⁰С зимой. Среднегодовое количество атмосферных осадков не превышает 150-200 мм и в основном, приходится на осенне-зимний период.

Связь с г. Атырау и другими населенными пунктами осуществляется по железной, асфальтированной дорогам.

7.1.9 Месторождение Аккудук

По административному делению площадь Аккудук относится к Жылыойскому району Атырауской области Республики Казахстан.

Районным центром и ближайшей железнодорожной станцией является г. Кульсары, находящийся в 80 км к северо-востоку. Областной центр г. Атырау находится от района работ в 300 км к северо-западу.

Промышленная база находится в районном центре Кульсары.

В орографическом отношении район представляет собой слабо-всхолмленную равнину, покрытую сорами и слабо закрепленными песками, с абсолютными отметками рельефа от минус 12 до минус 24м. Растительный покров беден, характерный для зоны полупустынь. Гидрографическая сеть отсутствует. Водоснабжение населенных пунктов осуществляется по водопроводу из реки Урал.

Климат района резко континентальный, с сухим жарким летом и малоснежной холодной зимой. Преобладающее направление ветров в течение года – северо-восточное. Снеговой покров маломощный, в отдельные годы совсем отсутствует.

7.1.10 Месторождение Каратон

Месторождение Каратон расположено в юго-восточной части Южно-Эмбинского нефтеносного района.

В административном отношении территория месторождения относится к Эмбинскому району Атырауской области республики Казахстан. Административный и промышленный центр г.Атырау расположен в 150км к северо-западу.

Юго-Восточная часть Южной Эмбы представляет собой полупустынную равнину, лишенную древесной растительности. Около половины площади месторождения покрыто сорами.

Климат Южной Эмбы резко континентальный, атмосферные осадки выпадают редко. Растительный и животный мир беден и представлен типичными видами полупустыни.

Месторождение расположено в экономически благоприятных условиях. Оно расположено вблизи разрабатываемых месторождений: Терен-Узек, Кара-Арна, Тенгиз.

Ближайшей железнодорожной станцией является г. Кульсары. Связь осуществляется по асфальтированной, шоссейной и железной дорогам. Лабораторные, научно-исследовательские и промыслово-геофизические базы находятся в г. Атырау и его окрестностях.

7.1.11 Месторождение Косчагыл

Месторождение Косчагыл расположено в юго-восточной части Южно-Эмбинского нефтеносного района. Впервые естественные выходы нефти обнаружены в 1926 году.

Месторождение Косчагыл расположено в 18 км юго-западу от месторождения Кульсары, в административном отношении нефтепромысел Косчагыл входит в состав Жылыойского района Атырауской области республики Казахстан.

Связь осуществляется по асфальтированной, шоссейной и железной дороге.

Юго-Восточная часть Южной Эмбы представляет собой полупустынную равнину, лишенную древесной растительности. Около половины площади месторождения покрыта сорами.

Климат Южной Эмбы резко континентальный, атмосферные осадки выпадают редко. Растительный и животный мир беден и представлен типичными видами полупустыни.

Месторождение расположено в экономически благоприятных условиях.

7.1.12 Месторождение Кульсары

Месторождение Кульсары расположено в пределах юго-восточной части южно Эмбинской нефтяной провинции, в 20 км к северо-востоку от месторождения Косчагыл.

В административном отношении территория месторождения относится к Жылойскому району Атырауской области республики Казахстан.

Административный и промышленный центр г. Атырау расположен в 230 км к северо-западу. Связь осуществляется по асфальтированной, шоссейной и железной дорогам.

Юго-Восточная часть Южной Эмбы представляет собой полупустынную равнину, лишенную древесной растительности. Около половины площади месторождения покрыта сорами.

Климат Южной Эмбы резко континентальный, атмосферные осадки выпадают редко. Растительный и животный мир беден и представлен типичными видами полупустыни.

Месторождение расположено в экономически благоприятных условиях.

7.1.13 Месторождение Терен-Узек

Месторождение Терен-Узек расположено в юго-восточной части Южной Эмбы. Административно месторождение входит в Жылыойский район Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются г. Кульсары (100 км), г. Атырау в 180 км к северо-западу.

В орографическом отношении площадь месторождения представляет собой засоленную равнину с абсолютными отметками от минус 21,5 м до минус 27 м по отношению к уровню океана, рассеченную ериками и покрытую солеными озерами «сорамы». Климат района резко континентальный, с малым количеством осадков, холодной и ветреной зимой и сухим, жарким летом.

Связь с областным центром г.Атырау и другими населенными пунктами осуществляется по железной дороге и по асфальтированной дороге.

Помимо месторождений существует вспомогательные объекты обслуживания: по кусту «Прорва»:

– база производственного обслуживания (БПО), в балансе которой находятся кузнечные горны, сварочные посты, котлы для обогрева зданий и сооружений, посты газорезки;

– РММ (ремонтно-механические мастерские) имеет механические мастерские, постов газорезки, сварочный трансформатор и др;

– УТРО (Участок текущего ремонта объектов) – имеет станки для ремонта;

– Колонна спецтехники и технологического транспорта имеет Автозаправочные станции, посты покраски, газосварку, сварочного поста, вулканизацию, передвижную

паровую установку (ППУ), Агрегата депарафинизации скважин АДПМ-120/150, Агрегата специального ремонтного АСР;

– ТВГС (цех тепловодогазоснабжения) имеет дизельные генераторы, посты газорезки, сварочные аппараты.

– И вахтовый поселок «Каспий самалы», имеющий котлы для обогрева зданий и сооружений.

По кусту «Кулсары»:

– участок проката и ремонта эксплуатационного оборудования (ЦПРЭО) имеет лучистых отоплений, котлов для обогрева, дизельную электростанцию, сварочные посты;

– РММ (ремонтно-механические мастерские) имеет механические мастерские, постов газорезки, сварочный трансформатор и др;

– УТРО (Участок текущего ремонта объектов) – имеет станки для ремонта, ДЭС, котельную;

– Колонна спецтехники и технологического транспорта имеет Автозаправочные станции, посты покраски, газосварку, сварочного поста, вулканизацию, цеха.

7.2 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования с точки зрения загрязнения атмосферы НГДУ «Жылоймунайгаз»

Описание технологического процесса подготовки нефти на ЦППН «Прорва»

Продукция эксплуатационных скважин месторождений С.Нуржанов, Западная Прорва, Актобе и Досмухамбетовское, НСВ (блок Каратон-Саркамыс), Карасор Западный поступает на термохимическую установку подготовки нефти на ЦППН «Прорва» двумя потоками и подготавливается по следующей технологической схеме:

По первому потоку

Продукция с эксплуатационных скважин месторождения Западная Прорва с ГЗУ №1, №1а, №2, №2а, №3 и продукция «Западного поля» месторождения С. Нуржанова с ГЗУ №1, №7, №8, №9 по нефтяному коллектору Западная Прорва ЦППН «Прорва» - Ø325мм поступает на ЦППН «Прорва» на 1 ступень сепарации в НГС №2, №3. На «Западном поле» месторождения С. Нуржанова, для отстоя и предварительного отделения газа оборудован отстойник ОБН и установка блочная сепарационная УБС. На ОБН поступает продукция скважин с ГЗУ – 1, 7, 8, 9. На УБС происходит предварительная сепарация, газ с ОБН и УБС отводится на завод для дальнейшей очистки.

Продукция со скважин эксплуатационного (действующего) фонда месторождения С.Нуржанова с групповых замерных установок ГЗУ №2а, №2б, №3, №3а, №4, №4а, №5, №5а, №6, №по нефтяному коллектору С. Нуржанова – ЦППН «Прорва» - Ø325мм поступает на 1 ступень сепарации в НГС №2, №3.

В нефтегазосепараторах НГС-2, НГС-3, производится сепарация попутного газа из водогазонефтяной эмульсии, далее нефтяная эмульсия поступает в сепараторы предварительного сброса воды УПС -2 – УПС-6. В сепараторах происходит отделение попутного газа, разделение водной и нефтяной фазы.

Попутный газ поступает в газосепаратор ГС-3, где происходит отделение водяной фазы от газа. Отделившаяся попутная пластовая вода поступает на узел управления задвижками. Нефтяная эмульсия поступает на дегазацию нефти в КСУ-2, КСУ-3. Предварительно подготовленная нефть месторождений Западная Прорва, С.Нуржанова собирается на УПН в технологическом резервуаре №6 V=5000м³.

По второму потоку

Продукция эксплуатационных действующих скважин месторождения Досмухамбетовское с групповых замерных установок ГЗУ №7, №8, №9 на сборном пункте через НГС собирается в сырьевом резервуаре №1 V=700м³. Отделившийся в нефтегазосепараторе газ после осушки в газосепараторе через ШРП используется на собственные нужды (подогрев нефти, воды, отопление). С резервуара №2 V = 1000м³ после

добавления деэмульгатора F-929 нефть подогревается в печах подогрева ПП – 0,63 №1, ПНТП №2 до $T = 35 - 40^{\circ}\text{C}$ и насосами НБ – 125 и 9МГР по нефтяному коллектору Досмуханбетовское – Актобе, протяженностью 9км откачивается в резервуар $V = 2000 \text{ м}^3$ месторождения Актобе.

Продукция 25 эксплуатационных скважин поступает на УПС сборного пункта месторождения Актобе. Отделившийся газ осушается в газосепараторе ГС и через ШРП используется на собственные нужды. Нефтяная эмульсия поступает на УПС для предварительного сброса попутной пластовой воды.

Предварительно обезвоженная нефть месторождения Актобе поступает в резервуар $V=2000\text{м}^3$, где смешивается с нефтью месторождения Досмуханбетовское. Откачка смеси нефти месторождений Актобе, Досмуханбетовское с резервуара производится насосами НБ – 125 через печи подогрева нефти ПТ 16/150, ПП – 0,63 с $T = 35 - 40^{\circ}\text{C}$ по нефтяному коллектору «Актобе – ЦППН Прорва» в нефтегазосепаратор НГС – 1 на ЦППН.

Газоводяная смесь из нефтегазосепаратора НГС поступает в газосепаратор ГС-3, из нефтегазосепараторов НГС-2 и НГС-3 в газосепаратор ГС-2, с установок предварительного сброса воды УПС и отстойников ОГ-200 №1, №2 в газосепаратор ГС-3.

В сепараторах ГС – 1, ГС – 2, ГС – 3 происходит отделение попутного газа от водяного конденсата. Газ после осушки отправляется на завод для дальнейшей очистке.

Частично дегазированная эмульсия с сепаратора НГС-1 поступает на сепаратор УПС-1, с сепараторов НГС-2 и НГС -3 на сепараторы УПС-2, УПС-3, УПС-4, УПС-5, УПС-6.

В сепараторах происходит отделение попутного газа, разделение водной и нефтяной фазы. Отделившаяся пластовая вода поступает на узел управления задвижками, нефтяная эмульсия – в концевые сепарационные установки КСУ-1, КСУ-2, КСУ-3. Попутный газ поступает в газосепаратор ГС-1.

Отсепарированная попутная пластовая вода с УПС №1, №2, №3, №4, №5, №6, с технологических резервуаров сбрасывается в резервуар №1 $V=5000\text{м}^3$, затем в резервуар №2. Отстоявшаяся вода поступает в водяной резервуар №8 $V = 2000\text{м}^3$, откуда насосами ЦНС 180/85 №8, №9 ЦНС300/120 №7 – 1 насос «рабочий», 2 насоса «резервные» откачивается по водяному коллектору в объеме $2000\text{м}^3/\text{сутки}$ на УППВ месторождения С.Нуржанова, подготавливается и закачивается в поглощающие скважины.

Нефть с УПС-1 поступает в сепаратор КСУ-1, с УПС-2, УПС-3, ЦУПС-4, УПС-5, УПС-6 в сепараторы КСУ-2 и КСУ-3. В сепараторах происходит отделение попутного газа, а нефть поступает на узел управления задвижками, а оттуда в резервуар №6 $V=5000\text{м}^3$.

Частично обезвоженная нефть с сепараторов может поступать в резервуар №9 на отстой, где с перетоков:

- 7000 см через задвижку 10 – 10;
- 8000 см через задвижку 10 – 9;
- 9500 см через задвижку 10 – 8;
- 11000см через задвижку 10 – 7;
- 13000см через задвижку 10 – 6

поступает в технологические резервуары. В предварительно обезвоженную смесь нефти месторождений Западная Прорва, С.Нуржанова, Актобе, Досмуханбетовское с БР – 2,5 №2 на прием насосов ЦНС 300/120 №4, №6, ЦНС 180/85 №3 1 - насос «рабочий», 2 – насоса «резервные» подается вторая порция деэмульгатора F-929 и нефтяная эмульсия направляется в подогреватели ПТБ 10/64 №1, №2, ПТ 16/150 №1, №2, №3, №4 для нагрева до $T = 65-70^{\circ}\text{C}$. С печей подогрева нагретая нефтяная эмульсия поступает в параллельно соединенные отстойники ОГ – 200 №1, №2 для окончательного отделения пластовой воды.

В отстойник ОГ – 200 №3 в обезвоженную нефть через эжектор подается 12% пресной нагретой на ПТ16/150 №5, №6 до $T = 80^{\circ}\text{C}$ горячей воды для вымывания хлористых солей из нефти, поступающей с НПС с емкости $V=1000\text{м}^3$ на ЦППН.

Если в подготовленной нефти с ОГ-200 №4 содержание хлористых солей составляет более 100 мг/дм³, то нефть поступает в технологический резервуар №4 V = 5000м³ для повторной подготовки. После отстоя при достижении кондиции с перетока резервуара №4:

- 13000см через задвижку 4 – 5;
- 11000см через задвижку 4 – 4;
- 8000см через задвижку 4 – 3;
- 3000см через задвижку 4 – 2

подготовленная нефть поступает в товарные резервуары №5, №7.

После проведения аналитического контроля качества нефти в соответствии с СТ РК 1347 – 2005 подготовленная нефть по нефтепроводу протяженностью 54 км с P = 10 кгс/см² насосами ЦНС 180/212 №1, №2, ЦНС 300/120 №3 – 1 насос рабочий, 2 насоса резервные откачивается в товарные резервуары №1, №2 V = 5000м³ на НПС «Прорва».

После приемосдаточных операций в присутствии представителей – операторов сторон КНУ АО «КазТрансОйл» и УПН ЦППН «Прорва» товарная нефть откачивается в магистральный нефтепровод «Узень – Атырау».

Нефтяные сбросы с сепараторов НГС-1-НГС-3, УПС-1- УПС-6, КСУ-1- КСУ-3 с отстойников ОГ – 200 №1, №2, №3, №4 производятся в дренажную емкость ЕПП – 1. Откачка дренажа из емкости ЕПП-1 производится в резервуар №1.

Нефтяные сбросы с технологических и товарных насосов сбрасываются в дренажные емкости ЕПП №2, №3. Дренажная емкость ЕПП №4 предназначена для сброса нефтяных отходов химической лаборатории. Дренаж с дренажных емкостей насосами погружными типа НВ 50/50 откачивается на переподготовку в сырьевой резервуар №1.

На ЦППН «Прорва» для подогрева нефти используются:

- печи трубчатые блочные ПТБ-10/64 №1, №2;
- подогреватели трубопроводные автоматизированные ПТ 16/150М №1, №2 №3, №4.

Для подогрева пресной воды на ступени обессоливания используются подогреватели трубопроводные автоматизированные ПТ 16/150М №5, №6.

Для подогрева воды для отопления используются подогреватели трубопроводные автоматизированные ПТ 16/150М №7, №8.

Технологическая схема ЦППН "Прорва"

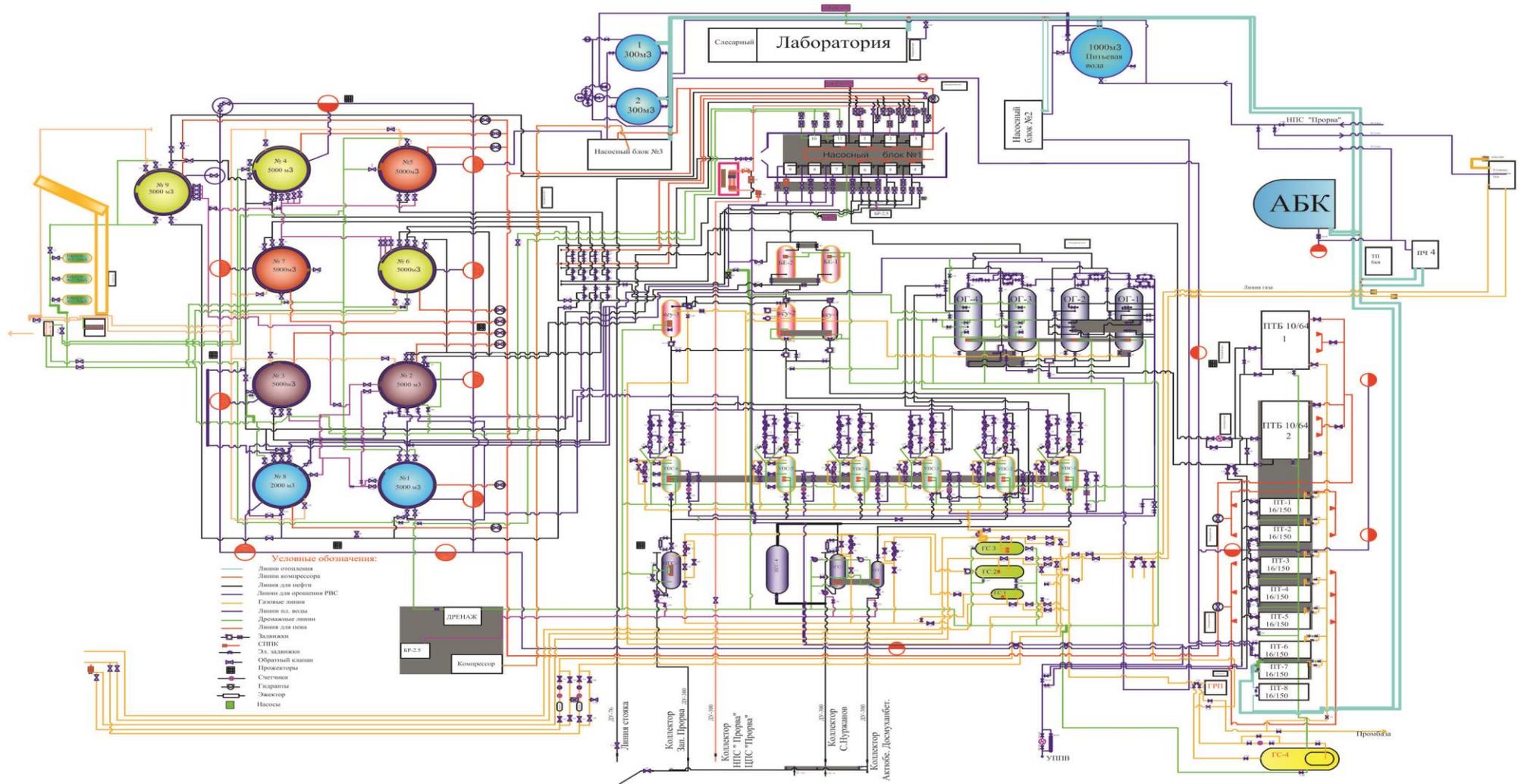


Рисунок 7.2.1 - Принципиальная технологическая схема ЦППН Прорва

Месторождение Карасор Западный

Продукция скважин, представляющая собой газонефтяную эмульсию, от устья добывающих скважин №1, Г-2, Г-9 по выкидным линиям будут направляться для замера на ГЗУ, расположенной на территории месторождения Карасор Западный. Автоматизированная групповая замерная установка типа «Спутник», обеспечивает поочередный индивидуальный замер дебита жидкости и газа каждой скважины, одновременно производится замер продукции с одной скважины, каждые 4 часа автоматически производится перевод линии для замера дебита следующей скважины. После объединения потоков нефти и газа в одну линию, продукция скважин направляется в нефтегазовый сепаратор НГС, для отделения газа от двухфазной жидкости. Газ, отсепарированный в нефтегазовом сепараторе НГС поступает в газовый сепаратор, и затем сжигается на факельной установке.

Жидкость, отделившаяся от газа в сепараторе НГС, поступает в емкость накопления с объемом 1000 м³, далее автоцистернами транспортируется на сборный пункт м/р Досмухамбетовское, для подготовки продукции скважин до товарной кондиции на период пробной эксплуатации месторождения.

В дальнейшем, в период промышленной эксплуатации на месторождении Карасор Западный, вся добываемая продукция скважин после замера дебита жидкости на АГЗУ направляется на мультифазные насосные станции (МФНС). Далее общим потоком промысловая продукция от МФНС по трубопроводу протяженностью 17,4 км транспортируется на сборный пункт м/р Досмухамбетовское.

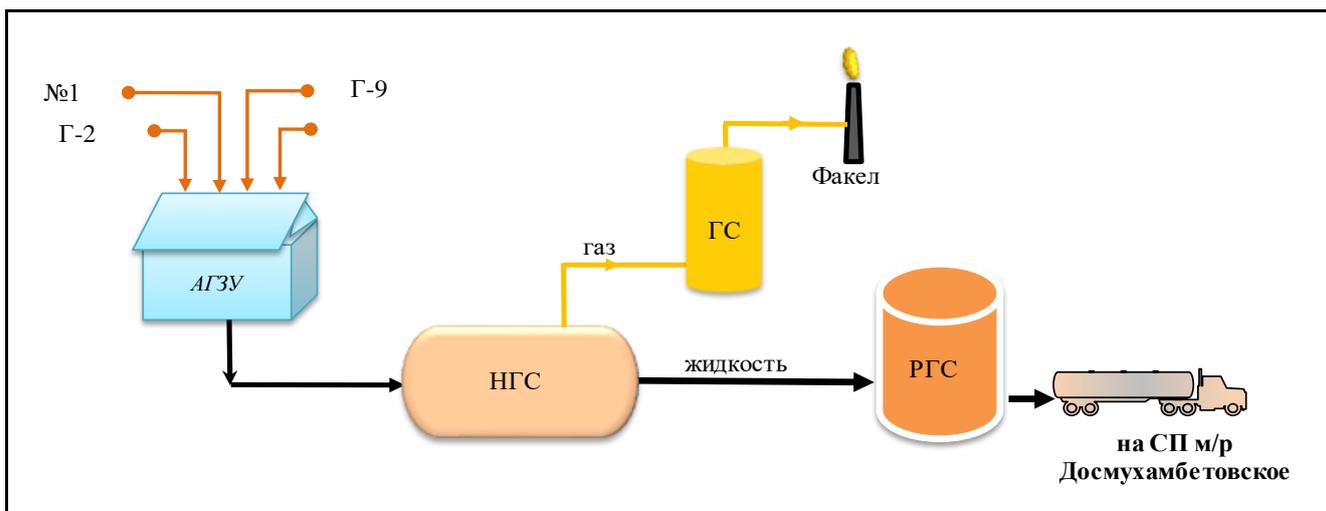


Рис. 7.2.2- Принципиальная блок-схема сбора нефти и газа на месторождении Карасор Западный на период пробной эксплуатации

Месторождение Западная Прорва

На месторождении Западная Прорва система сбора и транспорта газожидкостной смеси осуществляется по лучевой герметизированной напорной системе. Жидкость со скважин по выкидным линиям поступает в групповую замерную установку.

Далее газожидкостная смесь под собственным давлением по нефтепроводу \varnothing 300 мм направляется в центральный пункт сбора и подготовки нефти (ЦППН Прорва). С нефтепровода с помощью вертикального газосепаратора ГС отбирается некоторое количество газа для отопления производственного помещения и подготовки горячей воды.

На ЦППН Прорва подготовка продукции скважины месторождения Западная Прорва осуществляется следующим образом: газожидкостная смесь с ГЗУ поступает в нефтегазовый сепаратор (НГС-3), которая предназначена для разделения жидкости от газа.

Выделившийся газ отводится в газосепаратор (ГС-2), с газосепаратора газ используется на собственные технологические нужды, то есть для печи подогрева нефти и пресной воды.

Затем жидкость поступает в установку предварительного сбора воды (УПС 4,5,6), где производится уменьшение объема жидкости за счет отделения пластовой воды от нефти и газа.

Отделившаяся пластовая вода поступает в резервуар для воды (РВС-2), с резервуара пластовую воду с помощью насоса типа ЦНС 180/85 откачивают на насосную станцию по утилизации попутно пластовых вод (НУППВ).

Далее жидкость поступает в концевую сепарационную установку (КСУ 3), для окончательной очистки жидкости от газа.

Выделившийся газ от УПС и КСУ отводится в газосепаратор ГС-2. После очистки жидкости от газа жидкость поступает в резервуар (РВС 3,6) для отстоя. С резервуара отстоявшаяся вода насосом типа НБ-32 откачивает в резервуар (РВС 1,2).

Затем сырая нефть подается с помощью насоса типа ЦНС 300/120 на блоки нагрева нефти типа (ПТБ-10 №1,2), где нагревается до температуры 60-65°C и поступает в горизонтальный отстойник (ОГ 1,2,3,4). Для ускорения процесса обессоливания нефти в поток жидкости в горизонтальный отстойник с помощью насоса типа ЦНС 300/120 вводится подогретая пресная вода. Пресную воду подогревают с помощью печи подогрева ПТ-16/150 до температуры 80-85°C.

Отработанная вода сбрасывается в РВС-1, а нефть поступает в товарный резервуар (РВС 5,7). Далее товарную нефть откачивают насосом типа ЦНС 180/212 на НПС Прорва.

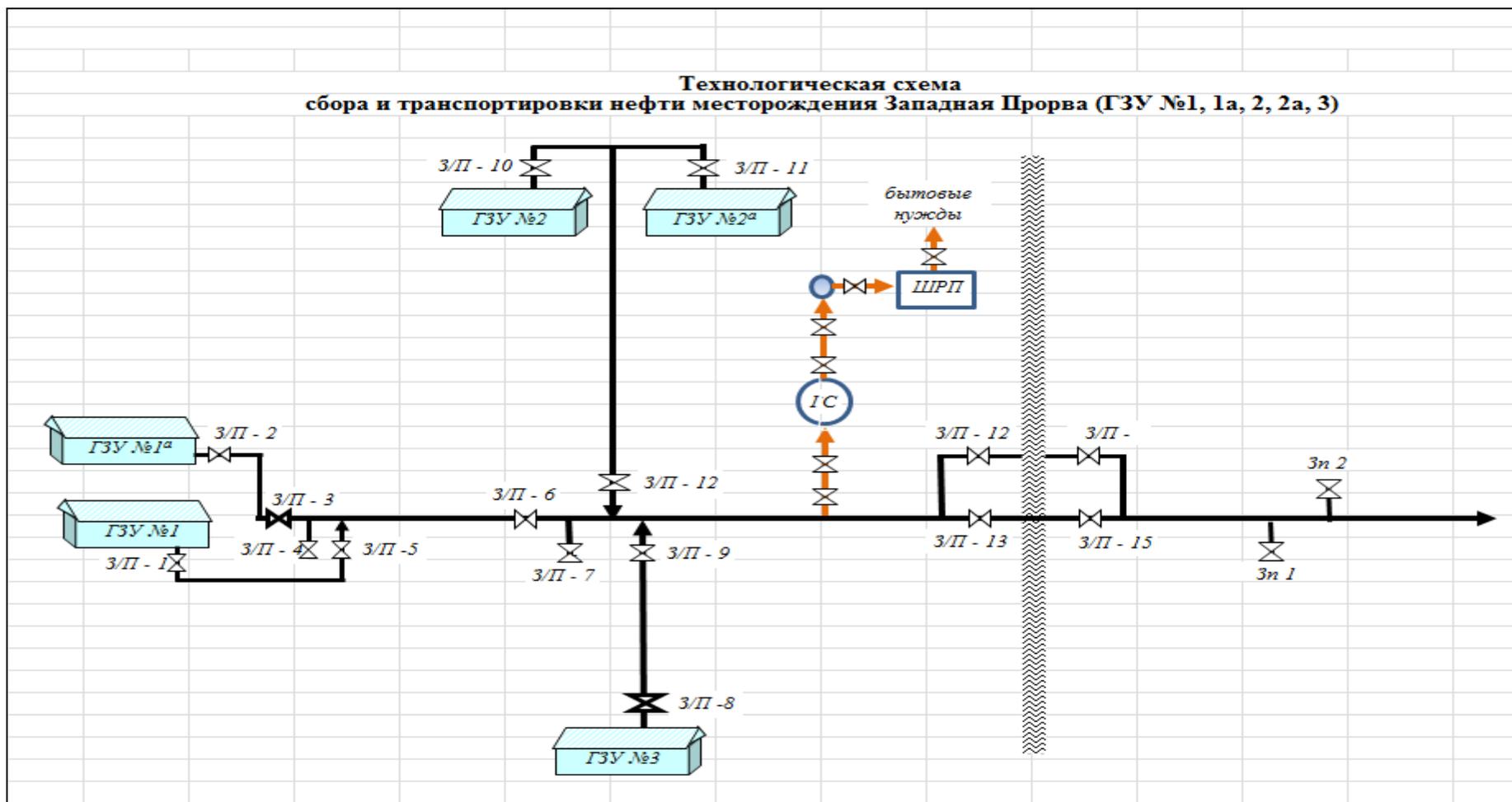


Рисунок 7.2.3 - Принципиальная технологическая схема ЦПС «Прорва» подготовки нефти месторождения Западная Прорва

Месторождение Актобе

Продукция скважин месторождения нефти Актобе по внутривнепромысловому сбору и транспортированию нефти, по выкидным линиям поступает на групповые замерные установки АГЗУ № 6, АГЗУ № 6А. На групповых замерных установках скважины подключены к измерительному устройству, где производится замер дебита жидкости, газа.

После замера дебита скважин по газу и пластовой жидкости ГЖС под собственным давлением по нефтяному коллектору Ø159 мм объемом 325м³/сут, обводненностью 74% с $P=1,5 \text{ кгс/см}^2$ поступает в трехфазный сепаратор УПС для дегазации газа, предварительного обезвоживания нефтяной продукции. Продукция некоторых скважин с высоким дебитом газа через АГЗУ напрямую поступает на нефтяной коллектор Актобе – ЦППН Прорва и после сепарации утилизируется на печах подогрева ЦППН

Отделившийся на УПС попутный нефтяной газ отводится на газосепаратор ГС (газовый трап), где происходит отделение водяных паров от газа и газ через ШРП поступает на печи ПТ16/150М, ПП – 0,63, котлы отопления КВТ – 5, для обогрева операторской, насосной.

Отделившаяся в сепараторе УПС попутно-пластовая вода поступает в буферную емкость $V = 50 \text{ м}^3$, откуда насосами НБ – 125 №1, №2 - 1 насос «рабочий», 1 насос «резервный» с $P=80-85 \text{ кгс/см}^2$ закачивается в систему ППД объемом 170м³/сут в скважину №21 месторождения Актобе.

Нефтяная эмульсия из трехфазного сепаратора УПС поступает в РВС – 2000, где смешивается с нефтью месторождения Досмухамбетовское.

Откачка смеси нефти месторождений Актобе, Досмухамбетовское с РВС-2000 производится насосами НБ – 125 №1, №2, №3 – 2 насоса «рабочие», 1 насос «резервный» с $P = 8-10 \text{ кгс/см}^2$ прокачивается через печи подогрева ПТ 16/150М, ПП-0,63 с $T=45-50^\circ\text{C}$ по нефтяному коллектору «Актобе – ЦППН Прорва» Ø219мм, протяженностью 18,6 км поступает на ЦППН «Прорва» через нефтегазосепаратор НГС – 1 в сепаратор УПС-1 для подготовки нефти.

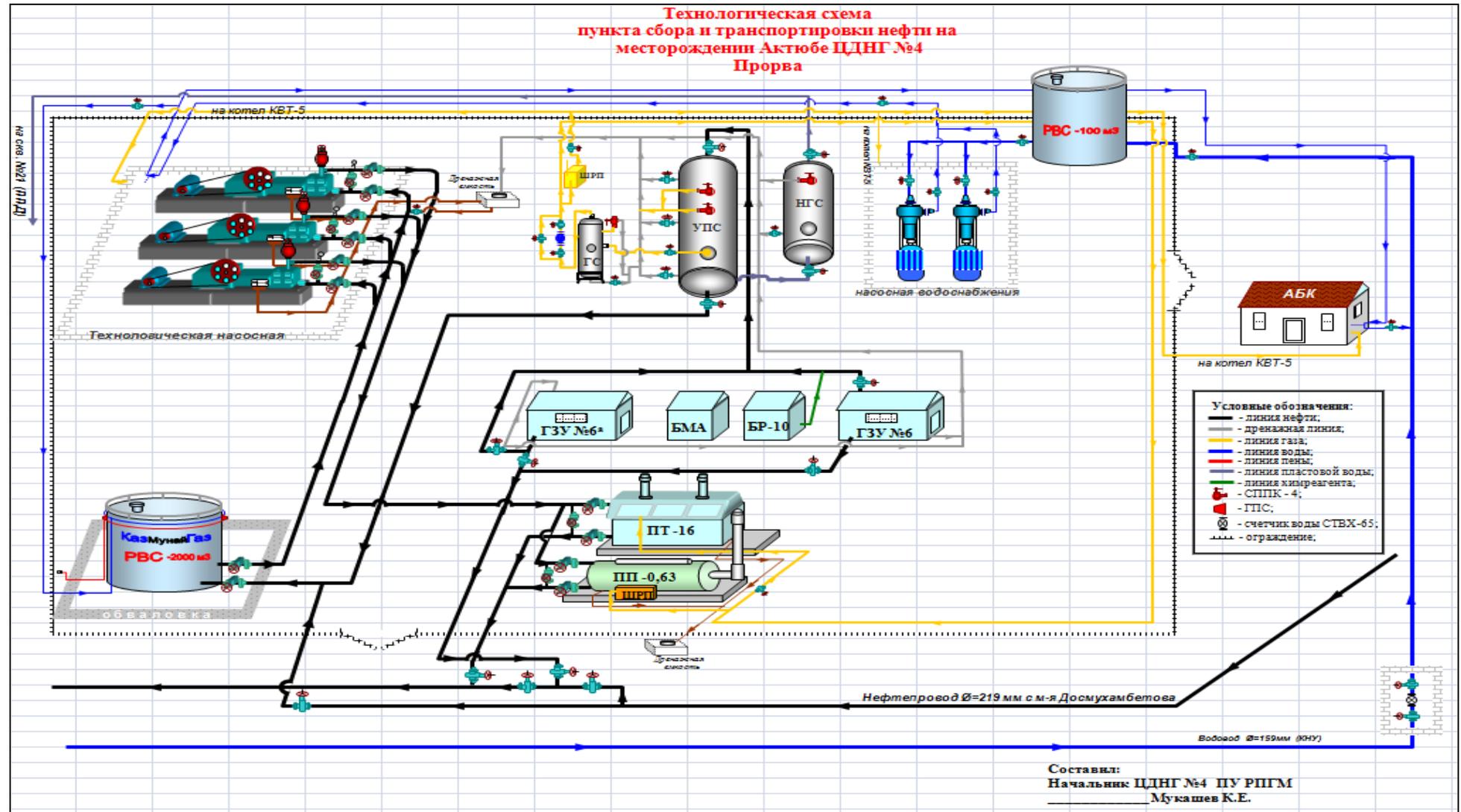


Рисунок 7.2.4 - Технологическая схема пункта сбора и транспортировки нефти на м. Актюбе

Месторождение Досмухамбетовское

Продукция скважин месторождения Досмухамбетовское по внутрипромысловой системе сбора и транспортирования нефти, по выкидным линиям поступает на групповые замерные АГЗУ №7, №7А, №8, №9. На групповых замерных установках скважины подключены к измерительному устройству, где производится замер дебита жидкости, газа.

После замера дебита скважин по газу и пластовой жидкости газожидкостная смесь под собственным давлением в объеме 480м³/сут, обводненностью 70% с ГЗУ№8, ГЗУ №7, ГЗУ №7А по коллектору Ø159 мм, поток с ГЗУ №9 по коллектору Ø219 мм с $P = 4 - 5 \text{ кгс/см}^2$, поступают в сепараторы УПС для отделения нефтяной жидкости от газа.

Отделившийся попутный нефтяной газ отводится на газосепаратор ГС, где происходит осушка газа от водяной взвеси.

Газ через ШРП поступает к подогревателям нефти ПНПТ – 0,63 №1, №2 котлам отопления для обогрева операторской, насосной, пожарного депо. Нефтяная эмульсия из нефтегазосепаратора поступает в резервуар $V = 1000\text{м}^3$ №1, $V=700\text{м}^3$ №2 откуда насосом НБ – 125 №1, №2 – 1 насос «рабочий», 1 насос «резервный» с уровня 80 – 30см прокачивается через подогреватели нефти ПНПТ – 0,63 №1, №2 и с $T=30-35^\circ\text{C}$ по нефтепроводу Досмухамбетовское – Актобе Ø 219 мм, протяженностью 9,2 км с $P=8-12 \text{ кгс/см}^2$ поступает на СП Актобе в резервуар $V = 2000\text{м}^3$.

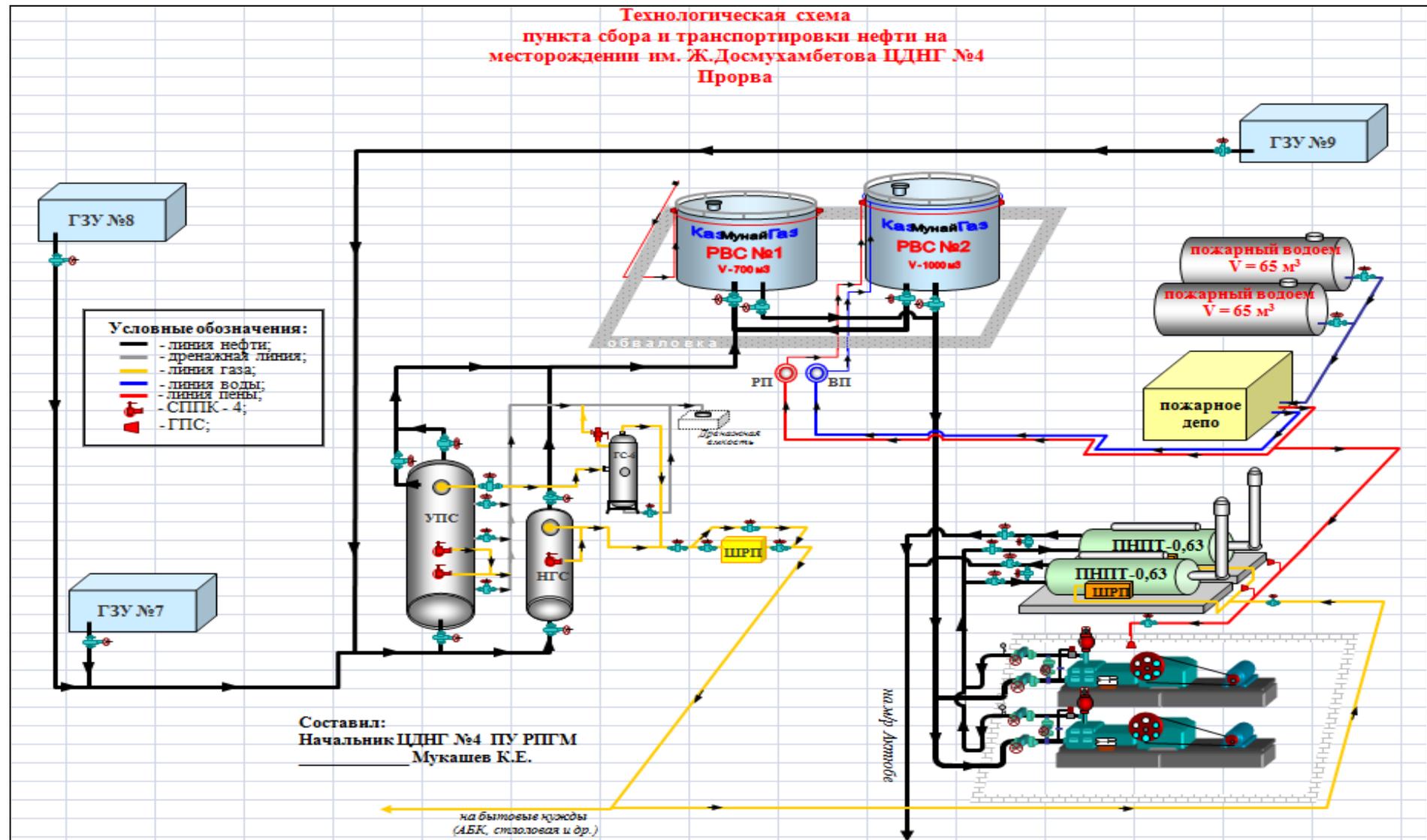


Рисунок 7.2.5 - Технологическая схема пункта сбора и транспортировки нефти м.р. Досмухамбетовское

Месторождение Акингень

Основной задачей в УСН Акингень является сбор добытой нефти на месторождениях Акингень, Косчагыл, и Кульсары.

На месторождении осуществляется сбор нефти, воды и закачка сточной воды в пласт.

На всех месторождениях предусмотрена единая герметизированная система сбора нефтяной эмульсии, в которую входит следующее технологическое оборудование:

- Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ) и групповые замерные установки представляющие собой гребенку (ГУ)
- выкидные линии,
- напорный нефтепровод от АГЗУ до площадки сбора нефти УСН, от ГУ до площадки сборного пункта (СП).
- блок хим. реагент через АГЗУ
- резервуары для хранения сырой нефти,
- печи для подогрева нефти,
- резервуары для воды закачиваемую на ППД
- насосы для откачки нефти и воды
- сосуды под давлением

Подача электроэнергии осуществляется с помощью воздушной линии ЛЭП, в качестве аварийного источника электроэнергии используется стационарная дизельная электростанция. Хозяйственно-питьевые нужды на месторождениях обеспечиваются по водоводу АО «КазТрансОйл». Хранение питьевой воды предусматривается в вертикальных стальных резервуарах. На площадке УСН предусмотрены стальные вертикальные резервуары, для хранения регулирующего, пожарного и аварийного объемов воды и противопожарная насосная станция. Для сбора хозяйственно-бытовых, ливневых и производственных сточных вод запроектированы системы канализации.

Технология добычи и сбора нефти, применяемая на месторождении, заключается в следующем:

Скважинная продукция в $V = 750-800 \text{ м}^3$ со скважин по выкидным линиям со средней обводненностью 60-70 % и содержанием хлористых солей 8-10 тыс.мг/л через автоматизированные групповые замерные установки АГЗУ №1,2,3 в котором осуществляется замер жидкости и газа, с добавлением деэмульгатора 50 г/т по общему коллектору поступает в нефтегазовый сепаратор НГС №1 $V = 80 \text{ м}^3$. Отсепарированный газ с НГС №1 через газовый сепаратор ГС -1-16-1600 и после осушки с $P-2,1-2,0 \text{ кг/см}^2$ используется на собственные нужды. Нефтяная эмульсия с $P-2,1-2,0 \text{ кг/см}^2$ заполняет отстойник ОГ-200. Отстоявшаяся пластовая вода сбрасывается в накопительный резервуар №4, $V = 200 \text{ м}^3$., откуда отстоявшаяся вода насосами НБ-125 №1, №2 через печи подогрева ПТ16/150 №1, №2 закачивается на ВРП в нагнетательные скважины.

Выделившая нефть из ОГ-200 через нефтегазовый сепаратор НГС № 2 с $P-2,1-2,0 \text{ кгс/см}^2$ поступает на концевую сепарационную установку КСУ, откуда с $P-1 \text{ кгс/см}^2$ заполняет резервуар РВС №3 ($V-1000 \text{ м}^3$). Из РВС №3 нефть по переточной линии (Н- 8 м) перетекает в резервуар РВС №2 ($V-2000 \text{ м}^3$). Нефть с месторождения Косчагыл в объеме 10 тонн со средней обводненностью 7-8 %, с удельным весом нефти $0,900 \text{ г/см}^3$, нефть с месторождения Кульсары в объеме 8-10 тонн со средней обводненностью 2-3 % с удельным весом нефти $0,81 \text{ г/см}^3$ и нефть в объеме 7-8 тонн со средней обводненностью 2% перевозиться автоцистернами на УСН Акингень.

Далее нефть месторождений Акингень, Косчагыл, Кульсары накопившийся на резервуарах №2,3 в объеме $300-350 \text{ м}^3$ /сут. со средней обводненностью 3-10 % насосом внешней откачки ЦНС 60 -294, 60-198 (в зависимости какой насос запускается) через печи подогрева ПТ-16-150 при температуре $60-80^\circ\text{C}$ по нефтепроводу Акингень - Аккудук протяженностью 24 км перекачивается в цех Кисимбай на участок Аккудук в резервуар №3 $V-700 \text{ м}^3$. Давление на выходе насоса $0,8-1,7 \text{ кгс/см}^2$ ($8-17 \text{ кгс/см}^2$).

Попутная пластовая вода из отстойника ОГ-200 поступает в резервуары № 4,5 (V-200м³) откуда насосами НБ-125 через печи подогрева ПТ-16-150 закачивается в нагнетательные скважины с целью для ППД.

Подготовка нефти ведется в ЦДНГ Кисимбай.

Учет сырой нефти производится в калиброванных резервуарах.

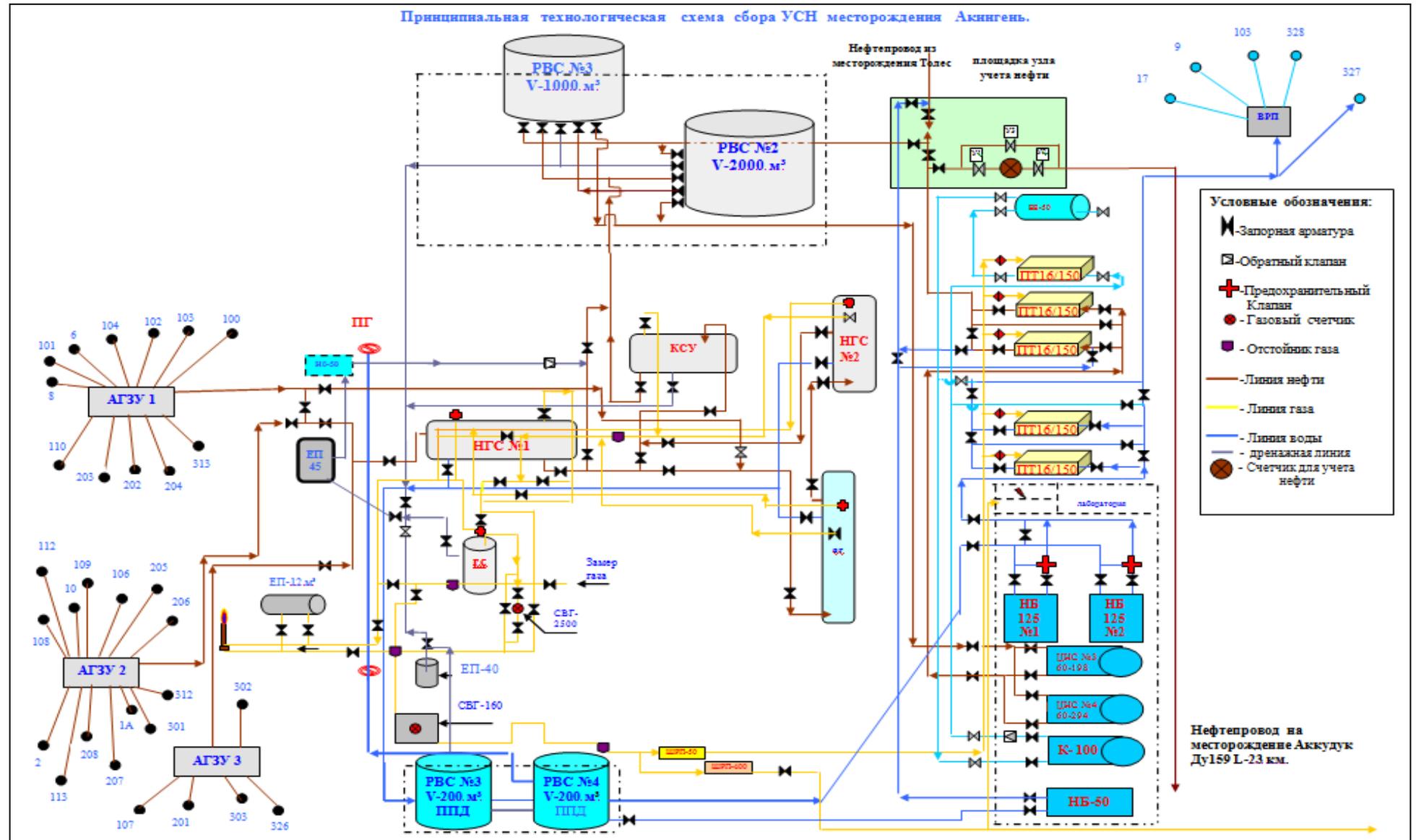


Рисунок 7.2.6 - Принципиальная технологическая схема предварительной подготовки нефти месторождения Акингень

Месторождение Кисимбай

Технология добычи и сбора нефти, применяемая на месторождениях, заключается в следующем:

Продукция эксплуатационных скважин месторождения Кисимбай с ГЗУ-1, ГЗУ-2, ГЗУ-3 по нефтяному коллектору Ø159 через входную задвижку №1, №2, №3 поступает в нефтегазосепаратор НГС-1 с $P = 2,4 - 2,2 \text{ кгс/см}^2$.

Перед нефтегазосепаратором производится подача деэмульгатора Диссолван V4795 с удельным расходом 180-200 г/т.

С нефтегазосепаратора НГС-1 выделившийся газ через систему задвижек №14, №15, №16, №18 поступает в газосепаратор ГС 1-1,6-1200 через задвижку №33 с $P=2,2-2,0 \text{ кгс/см}^2$. После осушки газ поступает в конденсатосборники, а затем через ГРП расходуется на собственные нужды (печи подогрева нефти, котельную).

Нефтяная эмульсия через задвижки №12 с НГС-1 с $P=2,2-2,0 \text{ кгс/см}^2$ поступает в отстойник горизонтальный ОГ-200 №1, где происходит разделение эмульсии на нефть и воду.

Подтоварная вода дренируется в буферную емкость БЕ-100 $V=100 \text{ м}^3$ откуда насосом К-150 №1, №2 (рабочий, резервный) закачивается в отстойник с патронным фильтром ОПФ-3000 для подготовки. Уловленная нефть с ОПФ-3000 через задвижку №166 собирается в дренажную емкость ЕП-12,5, а затем откачивается в резервуар №4 $V=700 \text{ м}^3$.

Подготовленная подтоварная вода через задвижку №178 собирается в отстойнике горизонтальном ОГ-200, откуда через задвижку выходную №176 по водяному коллектору поступает через задвижку №173 в сборный резервуар №6 $V=400 \text{ м}^3$ подтоварной воды для закачки в систему ППД.

Откачка подтоварной воды из резервуара №6 производится насосами НБ-125 №1, №2 через задвижки №171, №172 на ВРП №1, №2.

Предварительно обезвоженная нефть с ОГ-200 №1 поступает на дегазацию с $P_{\text{выхода}}=1,5 \text{ кгс/см}^2$ в КСУ.

С нефтяного коллектора Акинжень - Аккудук нефть месторождений Кульсары, Косчагыл, Акинжень, Аккудук через печь ПП 0,63 №2 с $T=45-50^\circ\text{C}$ через задвижку №70, №74 поступает в РВС № 4 $V=700 \text{ м}^3$.

Подача деэмульгатора в нефть 5 месторождений Диссолван V4795 производится после ПП-0,63 №2 с удельным расходом 30-50 г/т. Подогрев смеси нефти 5 месторождений на ПП-0,63 производится в зимний период.

Из сборного резервуара №4 через задвижки №205, №206 отделившаяся нефть через переточную линию (H-660 см) поступает в резервуар №5 $V=700 \text{ м}^3$. С резервуаров №4, №5 подтоварная вода через задвижки №207, №199 дренируется в буферную емкость БЕ-100 $V=100 \text{ м}^3$.

Нефть месторождения Кисимбай после КСУ через задвижку № 200 поступает в резервуар №5 где перемешивается с нефтью 5 месторождений и прокачивается насосами НБ-50 №1, №2 через печь подогрева ПТ-16/150М №1 и через задвижки входные №63 поступает на дегазацию в нефтегазосепаратор НГС-2 с $P-1,5 \text{ кгс/см}^2$.

С нефтегазосепаратора НГС-2 отделившийся газ через задвижки №93,95 собирается в конденсатосборник. А нефть поступает в отстойник горизонтальный ОГ-200 №2 через задвижку №120.

Перед отстойником ОГ-200 №2 в нефтяной коллектор через эжектор подается нагретая до $T=70^\circ\text{C}$ пресная промывочная вода в объеме 12-15%. Сброс воды с отстойника ОГ-200 №2 производится через выходную задвижку №133 в буферную емкость БЕ -100.

Нефть с отстойника ОГ-200 №2 через задвижку №111 поступает в электродегидратор (отстойник) ЭГ-200, а затем товарная нефть через задвижку №135 поступает в резервуары №1, №2, №3 $V=1000 \text{ м}^3$. Вода с ЭГ-200 через задвижку №142 сбрасывается в буферную емкость БЕ-100.

После заполнения поочередно товарных резервуаров №1, №2, №3 через 2 часа производится отбор проб нефти на аналитический контроль качества продукции.

Подготовленная товарная нефть 6 месторождений Кисимбай, Аккудук, Акингень, Косчагыл, Кульсары с товарных резервуаров №1, №2, №3 ЦППН Кисимбай с остаточным содержанием хлористых солей:

1. зимой 60-80 мг/дм³;
2. летом 10-40 мг/дм³.

насосами ЦНС 60/264 №1, №2 и ЦНС 180/170 №3 прокачивается через входные задвижки №76, №78, печь подогрева ПТ 16/150 №4 и с T=40-50°C по нефтяному коллектору Ø 219 мм на расстояние 18 км и поступает в товарные резервуары №1 V=2000м³, №3 V=3000м³ ПСН «Опорный».

После заполнения резервуаров №1 и №3 товарная нефть сдается в АО «КазТрансОйл». После сдачи товарной нефти откачивается насосами ЦНС 180/425 №1 и №2 в нефтепровод «Узень – Атырау - Самара».

Для подготовки нефти используется хим. реагенты - деэмульгаторы.

Коммерческий учет товарной нефти производится в калиброванных резервуарах.

В системе сбора продукции скважин попутно добываемая вода после подготовки закачивается в поглощающие скважины с целью утилизации.

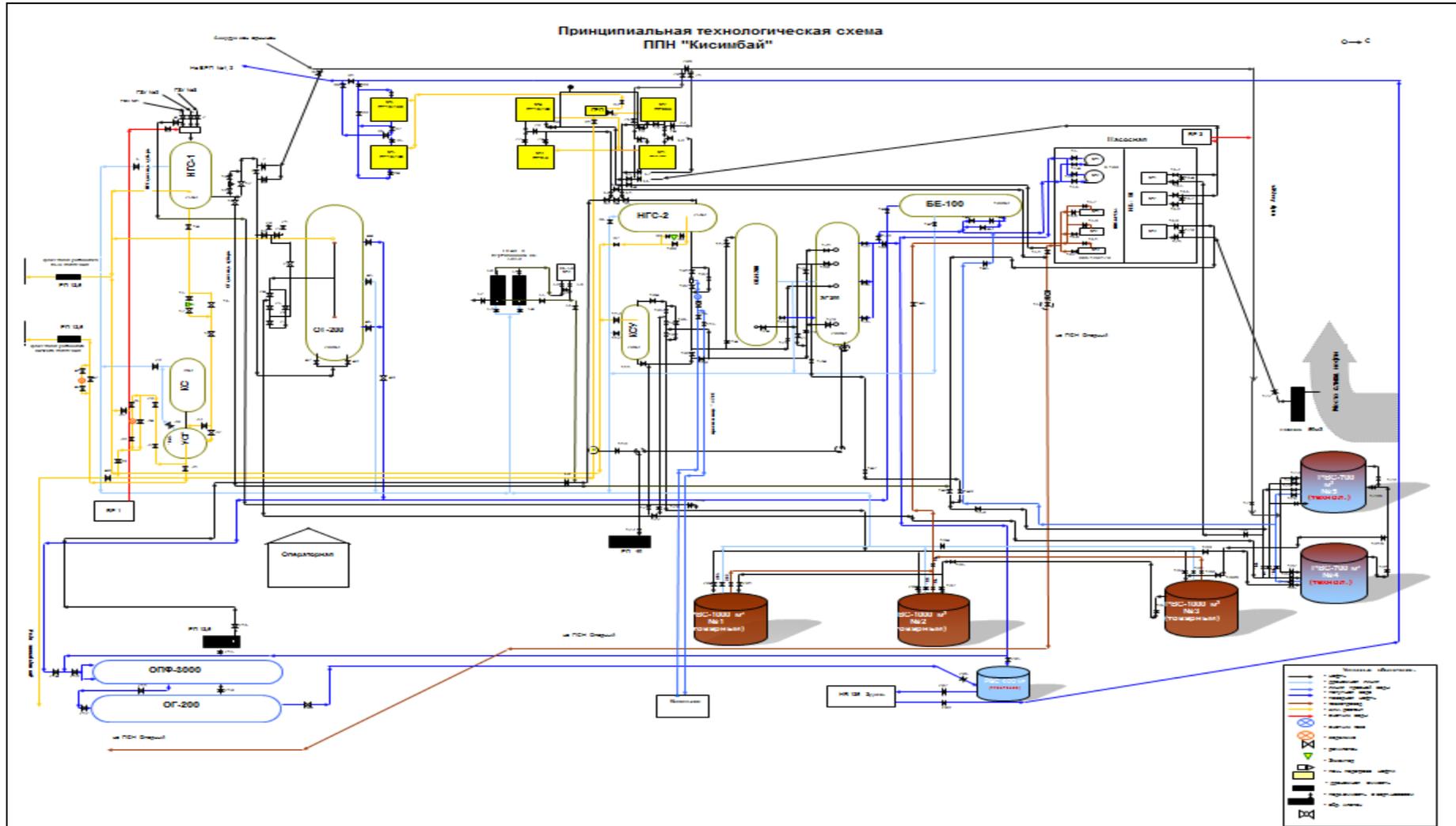


Рисунок 7.2.7 - Принципиальная технологическая схема сбора м/р Кисимбай

Месторождение Аккудук

Технология добычи и сбора нефти, применяемая на месторождении заключается в следующем:

Скважинная продукция месторождения Аккудук с 10 скважин по выкидным линиям поступает на АГЗУ «Спутник» Б 40 – 14 – 40, где осуществляется замер дебита жидкости каждой скважины. После замера нефтяная эмульсия со средней обводненностью 70% по нефтяному коллектору Ø 159 мм поступает на пункт сбора нефти Аккудук в нефтегазосепаратор НГС – 1V = 25м³. Подача деэмульгатора ДиссолванV 4795 производится перед НГС – 1с удельным расходом 20-30г/т. Отсепарированный газ направляется в газосепаратор ГС 1 – 1,6 – 1200 и после осушки с P = 1,2 – 1,0 кгс/см² через ШРП используется на собственные нужды (в котельную).

Нефтяная эмульсия поступает на дегазацию на КСУ и с P = 1,0 кгс/см² заполняет резервуар №1 V = 300м³. Попутная пластовая вода дренируется в горизонтальную емкость РГС V = 20м³ откуда насосами НБ – 125 №1, №2 (1 рабочий, 1 резервный), НБ – 125 №3, №4 (1 рабочий, 1 резервный), закачивается в нагнетательные скважины №5, №10.

Нефтяная эмульсия, собранная с месторождения Аккудук, по перетоку с резервуара №1 H = 4,2м заполняет резервуар №2 V = 300м³, а оттуда предварительно обезвоженная нефть откачивается насосами НБ-125 №1, №2 по нефтепроводу Ø 219 мм протяженностью 37 км откачивается на ЦППН Кисимбай в резервуар №4 V = 700м³.

В резервуар №3 V = 700м³ УСН Аккудук поступает нефть с УСН Акингень. С резервуара №3 насосами НБ-125 №1, №2 предварительно обезвоженная смесь нефти 4 месторождений по нефтепроводу Ø 219 мм протяженностью 37км откачивается на ЦППН Кисимбай в резервуар №4 V = 700м³.

Для подготовки нефти используется хим. реагенты - деэмульгаторы.

Коммерческий учет товарной нефти производится в калиброванных резервуарах.

В системе сбора продукции скважин попутно добываемая вода после подготовки закачивается в поглощающие скважины с целью утилизации.

Месторождение Каратон, участок № 2

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется в ГУ (групповая установка) представляющую собой гребенку. В ГУ осуществляется ручной замер продукции скважин. После замера жидкость с обводненностью 98,6 % и в объеме около 380 м³/сут по нефтесборным коллекторам Ø114мм поступает в РГС №2,3 (V- 75м³), где отделившаяся нефть по переточным линиям h- 1,8 м накапливается в резервуаре № 4 (V-75 м³). А попутная пластовая вода в объеме около 374 м³/сут сбрасывается в РГС ППД №1 (V- 50 м³) для дальнейшей закачки воды насосами ЦНС- 60/264 в скважины с целью ППД. Накопившийся за сутки объем нефти около 5-6тн с остаточным содержанием воды в среднем 10-12 % поршневыми насосами НБ-50 и с помощью эстакады переливается в автоцистерны и по автодороге, протяженностью 3 км, перевозится на ППН Каратон

Месторождение Каратон, участок № 5

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется в ГУ (групповая установка) представляющую собой гребенку. В ГУ осуществляется ручной замер продукции скважин. После замера жидкость с обводненностью 98 % и в объеме около 950 м³/сут по нефтесборным коллекторам Ø168 мм поступает в РВС №1 (V- 400 м³), где отделившаяся нефть по переточным линиям h- 4,6 м накапливается в других резервуарах №2,3 (V-50,75 м³). А попутная пластовая вода в объеме 930 м³/сут. сбрасывается в РГС ППД №4 (V- 100 м³) для дальнейшей закачки воды насосами ЦНС-105/194 (ЦНС-60/264 резервный) в скважины с целью ППД. Накопившийся за сутки объем нефти около 18 тн с остаточным содержанием воды в среднем 10-12 % поршневыми насосами 9МГр с помощью сливной эстакады переливается в автоцистерны и по автодороге протяженностью 7,2 км перевозится на ППН Каратон.

Подготовка нефти на ППН Каратон

Нефтяная эмульсия месторождения Терен-Узек, объемом 200-210 м³/сутки, поступает по межпромысловому нефтепроводу Ø 219 мм, протяженностью 23,1 км поступает на ППН Каратон. Давление нефтепровода на входе в ППН Каратон составляет 1,1 кгс/см². Температура жидкости колеблется в пределах 1-20°С.

На входе в ППН Каратон, поступающая жидкость проходит через электронный расходомер, с условным диаметром 150 мм.

Далее в нефтяной поток дозируется деэмульгатор R-11 с удельным расходом 130-140 гр/тонну и прокачивается через печи нагрева нефти ПТ 16/150 №1, №2 на ОБН-3000/6 №1;№2;№3. На печах подогрева нефти, транспортируемая среда нагревается до температуры Т- 60/80°С. Далее, после печи подогрева нефти, на поток, через эжектор, добавляется пресная вода, нагретая до температуры Т-60/70°С. Объем расхода пресной воды на эжекторе составляет 1,3/1,5 м³/сутки.

Поток жидкости поочередно проходит через отстойники ОБН-3000/6 №1; №2; №3, где происходит отстой нефти. С ОБН-3000/6 №3 обезвоженная нефть, с содержанием хлористых солей в пределах 55-60 мг/литр, поступает на вертикальный резервуар №2 V-1 000 м³. В данном резервуаре происходит накопление нефти до уровня 4,5м, далее через переточную линию расположенного на уровне 4,5 м нефть сбрасывается на вертикальный резервуар РВС№3 V-3 000 м³. Собранная, в РВС №3 V-3 000 м³, нефть далее через насосы внешней откачки нефти ЦНС 180/85 транспортируется на РВС №6 V-5 000 м³ НПС Каратон. В холодное время года транспортировка нефти на НПС Каратон производится через печь подогрева нефти ПТ 16/150 №3, для подогрева нефти до 35-40°С. При давлении 0,5-0,8 МПа.

При возникновении остановки поступления нефти с межпромыслового нефтепровода, а также для необходимости внутренней повторной обработки имеющегося объема нефти, производится переключение схемы движения потока нефти перед печью подогрева нефти ПТ 16/150 №2. Закрывается задвижка №41А, открывается задвижка №41. В результате данного переключения, поток жидкости с межпромыслового нефтепровода

закрывается. Поток жидкости начинает поступать на печь подогрева нефти ПТ 16/150 №2 с вертикального резервуара РВС№2 V- 1 000 м³ при помощи насосов внутренней перекачки 9МГр №1;№2.

Нефтяная эмульсия месторождения Каратон-2, Каратон-5 транспортируется автоцистернами с месторождений на ППН Каратон. На ППН Каратон, доставленная нефтяная эмульсия сливается в подземную емкость V- 50 м³. С данной емкости, жидкость перекачивается насосом НБ-50 на технологическую линию поступления нефти с месторождения Терен-Узек. Вход в нефтяной поток происходит перед печью подогрева нефти ПТ16/150 №1; №2 через задвижку № 84А. При отсутствии откачки нефти месторождений Каратон, задвижка № 84А находится в положении «закрото».

Кондиционная нефть транспортируется по нефтепроводу Ø 219 мм, протяженностью 2,5 км на резервуары НПС Каратон.

В НПС Каратон после заполнения резервуаров товарная нефть по 1 группе качества в соответствии с СТ РК 1347-2005 сдается в систему АО «КазТрансОйл», а затем откачивается в магистральный нефтепровод «Узень-Атырау».

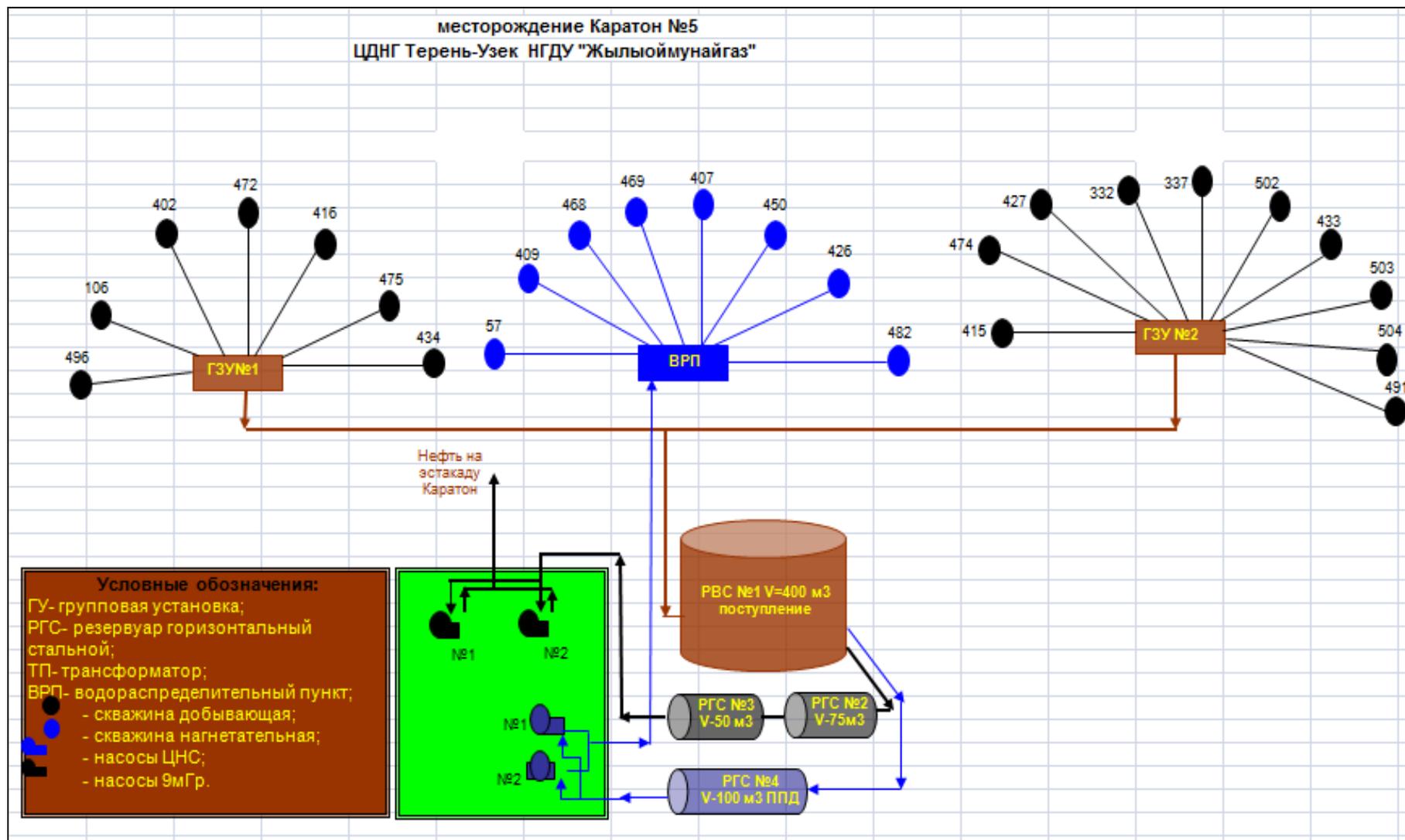


Рисунок 7.2.9 – Принципиальная технологическая схема ЦДНГ месторождения Каратон №5

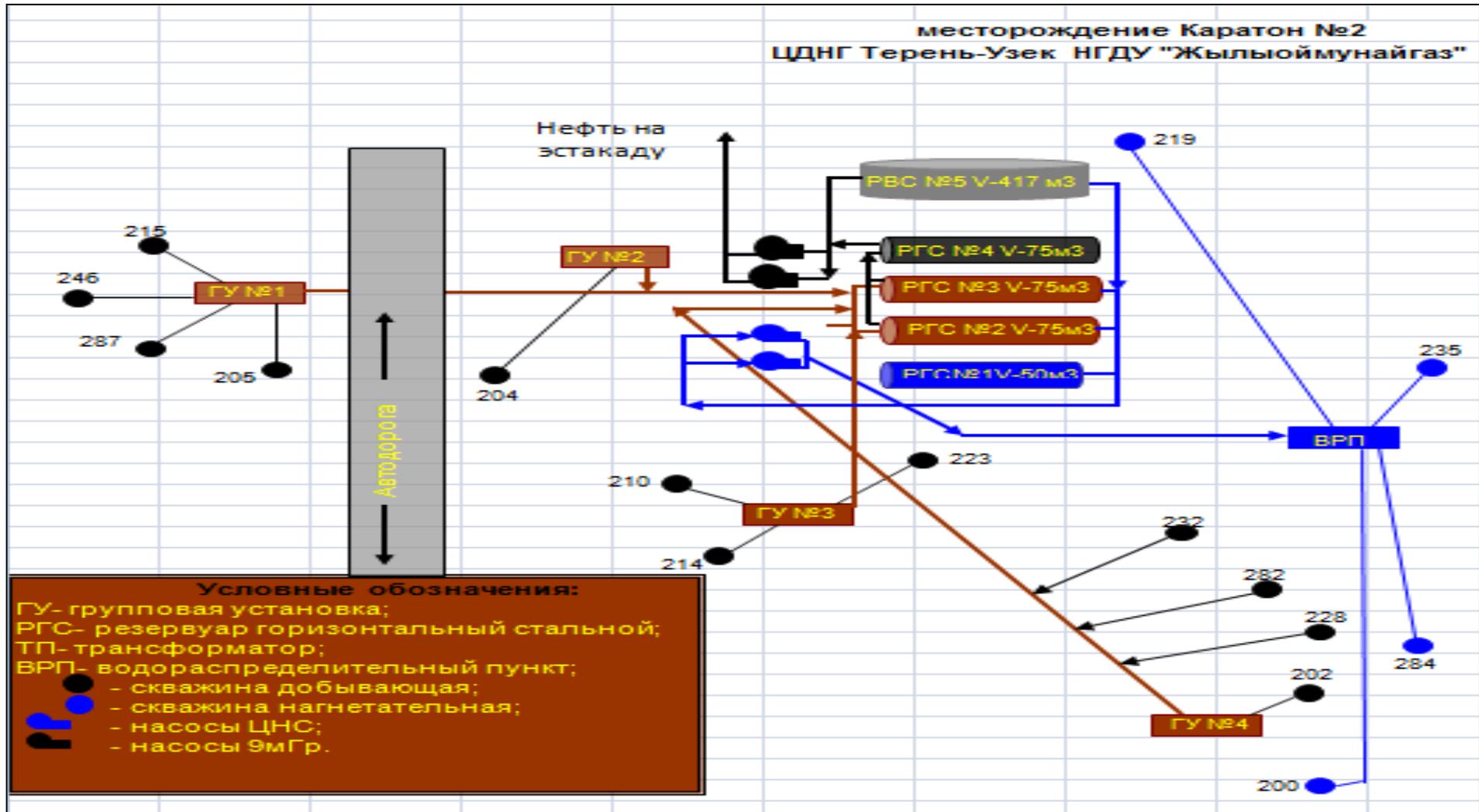


Рисунок 7.2.10 – Принципиальная технологическая схема ЦДНГ месторождения Каратон №2

Месторождение Косчагыл

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется в ГУ (групповая установка) представляющую собой гребёнку. В ГУ осуществляется замер продукции скважин передвижными замерными установками. После замера жидкость в объёме около 390-400 м³/сут со средней обводненностью 97 % по нефтесборным коллекторам Ø 219 мм поступает в резервуар сбора жидкости №1 с объёмом 400 м³, где отделившаяся нефть по переточной линии h-5,6 м накапливается в другом резервуаре №3 (V-90 м³). А попутная пластовая вода в объёме около 38-390 м³/сут сбрасывается в резервуар ППД № 2 (V-400 м³) для дальнейшей закачки воды насосами НБ-125 в скважины с целью ППД.(при ремонтах РВС №1 поступление направляется на РВС №2, переток h-6,1 м) Накопившийся за сутки объём нефти около 10 тн с остаточным содержанием воды в среднем около 7-8 % транспортируется автоцистернами в УСН месторождения Акинжень.

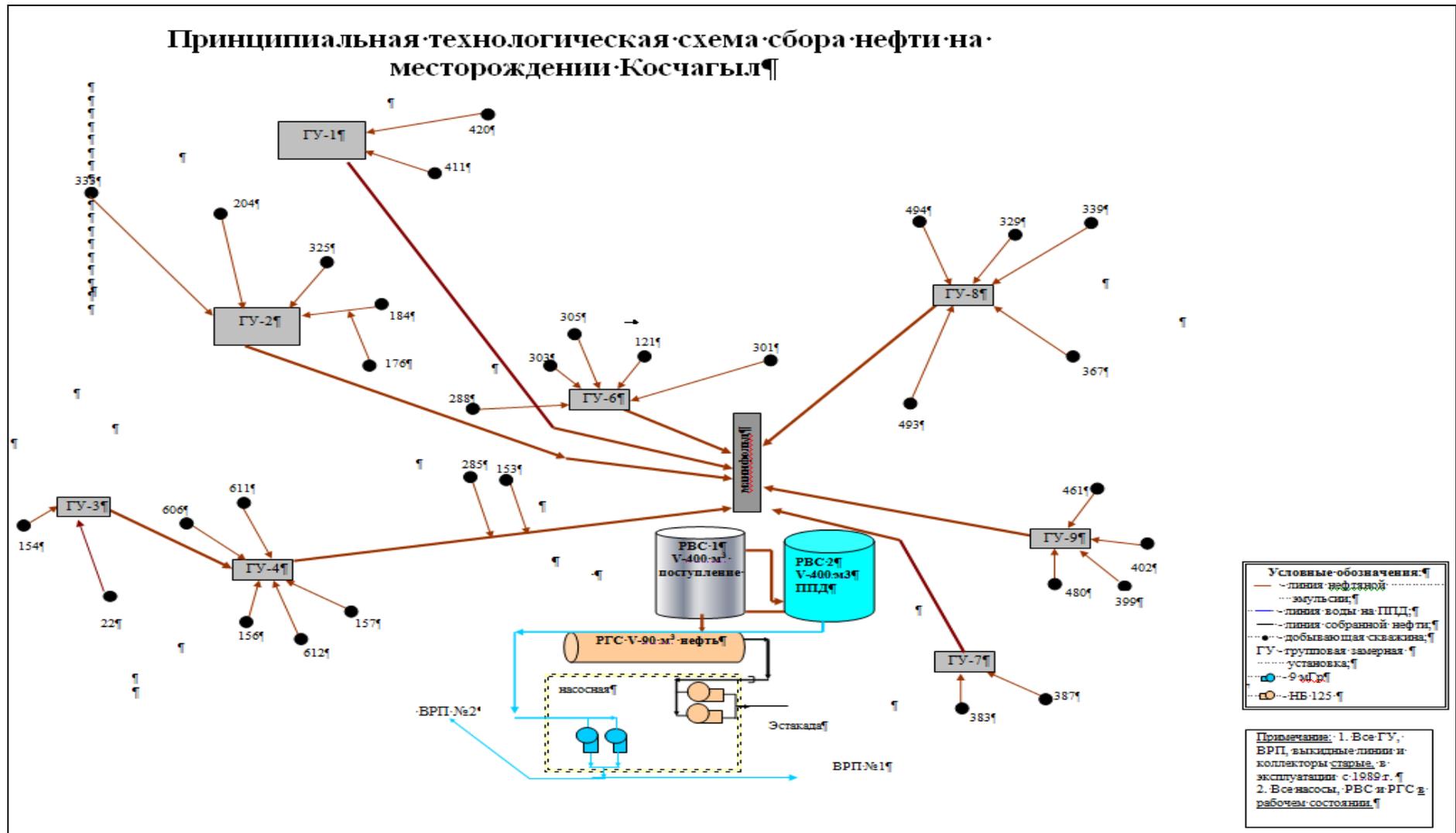


Рисунок 7.2.11 – Принципиальная технологическая схема месторождения Косчагыл

Месторождение Кульсары

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется в ГУ (групповая установка) представляющую собой гребёнку. В ГУ осуществляется замер продукции скважин передвижными замерными установками. После замера жидкость в объёме около 310-320 м³/сут. со средней обводненностью 96 % по нефтесборному коллектору Ø 159 мм поступает в резервуар сбора жидкости №1 с объёмом 200 м³, где отделившаяся нефть по переточной линии h-4,33 м накапливается в другом резервуаре №3 (V-43 м³). А попутная пластовая вода в объёме около 280-300 м³/сут. сбрасывается в резервуар (РГС-50 м³) ППД для дальнейшей закачки воды насосами НБ-125 в скважины с целью ППД.(при ремонтах РВС №1 поступление направляется на РВС №2, переток h-4,33 м) Накопившийся за сутки объём нефти около 8-10 т с остаточным содержанием воды в среднем около 2-3 % транспортируется с автоцистернами в УСН месторождения Акингень.

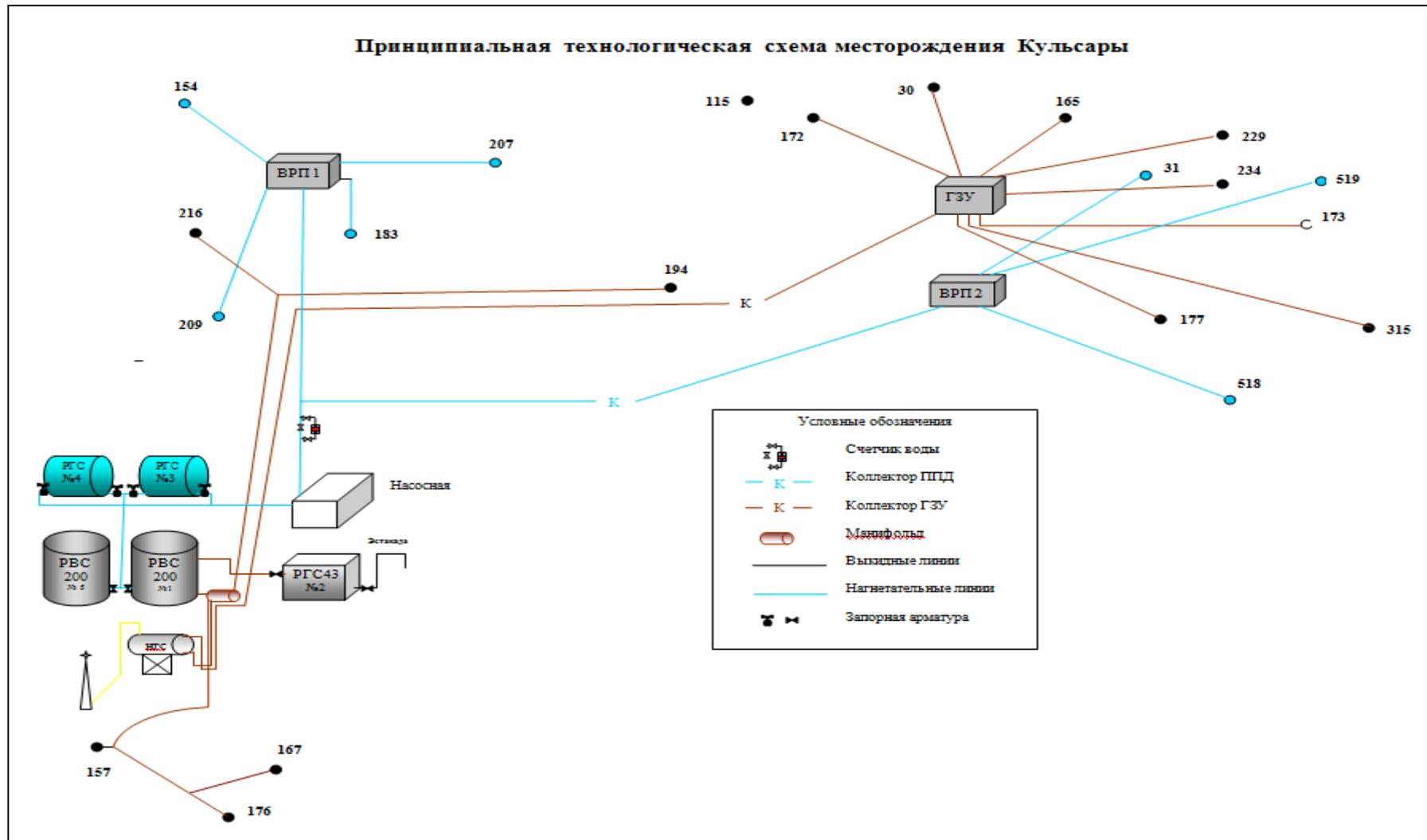


Рисунок 7.2.12 – Принципиальная технологическая схема месторождение Кульсары

Месторождение Терен-Узек

Нефтяная эмульсия со сборных пунктов СП-1, СП-2 1-го участка месторождения Терен-Узек поступает в резервуар №7 V-1000 м³ в объеме 150-160 м³/сут., с обводненностью 10-12%.

С резервуара № 7 нефтяная эмульсия по перетоку 4,35 м. поступает в резервуар №3 V-400 м³, откуда насосами внутренней перекачки 9МГр №3, №4, на выходе из которых в нефтяной поток дозируется деэмульгатор R-11 с удельным расходом 20-30 г/т.и. прокачивается через печи нагрева нефти ПТ 16/150М №2, №3 в РВС №1 V-700 м³

Нагретая до 60°C нефть поступает в резервуар №1 V=700 м³ откуда по перетоку 7,05 м. заполняет резервуар №4 V-400 м³.

Со 2-го участка (СП-3, СП-7) месторождения Терен-Узек эмульсия поступает в резервуар №6 V-1000 м³ в объеме 90-100 м³/сут. обводненностью 10-12 %, откуда по перетоку 4,55 м. поступает в РВС №3 V-400м³. Насосами 9МГр №3, №4 эмульсия из РВС №3 прокачивается через печи ПТ16/150М №2, №3 в РВС №1 V-700 м³

Нагретая до 60°C нефть поступает в РВС №1 V-700 м³ откуда по перетоку 7,05 м. протекает в РВС №4 V-400 м³. Из РВС №4 V-400 м³. насосами внешней откачки 9МГр №1, №2 объемом 200-210 м³/сут., обводненностью 5-10 %, содержанием до 2000 мг/л³ хлористых солей нефть с ПСН Терен-Узек по нефтяному коллектору L-23,1 км., Ø 219 мм транспортируется на ППН Каратон. Давление на насосе внешней откачки P_{раб}-5-6 кгс/см².

На ПСН Терен-Узек отстоявшаяся пластовая вода с отстойников №7, №6, №1 сбрасывается в дренажную емкость V= 50м³, откуда насосом НБ-50 закачивается через ГУ-15 в нагнетательные скважины.

Нефтяная промышленность обеспечивает поиск и разведку нефтяных месторождений, бурение и освоение нефтяных скважин, добычу нефти и конденсата, сбор, подготовка и транспортирование нефти и газа, обустройство промыслов и переработку нефтяного газа.

Процесс добычи нефти, начиная от притока ее по пласту к забоям скважин и до внешней перекачки товарной нефти с промысла, можно разделить условно на 3 этапа: движение нефти по пласту к скважинам благодаря искусственно создаваемой разности давлений в пласте и на забоях скважин; движение нефти от забоев скважин до их устьев на поверхности – эксплуатация нефтяных скважин; сбор нефти и сопровождающих ее газа и воды на поверхности, их разделение, удаление минеральных солей из нефти, обработка пластовой воды, сбор попутного нефтяного газа.

Под разработкой нефтяного месторождения понимается осуществление процесса перемещение жидкостей и газа в пластах к эксплуатационным скважинам. Управление процессом движения жидкостей и газа достигается размещением на месторождении нефтяных, нагнетательных и контрольных скважин, количеством и порядком ввода их в эксплуатацию, режимом работы скважин и балансом пластовой энергии. Принятая для конкретной залежи система разработки предопределяет технико-экономические показатели. Перед забуриванием залежи проводят проектирование системы разработки.

На основании данных разведки и пробной эксплуатации устанавливают условия, при которых будет протекать эксплуатация: ее геологическое строение, коллекторские свойства пород (пористость, проницаемость, степень неоднородности), физические свойства жидкостей в пласте (вязкость, плотность), насыщенность пород нефти водой и газом, пластовые давления. Базируясь на этих данных, производят экономическую оценку системы, и выбирают оптимальную.

Добыча нефти на месторождениях ведется как механизированным способом с поддержанием пластового давления путем обводнения – закачки морской воды в пласт из Каспийского моря и пластовой при отделении нефти и воды, так и фонтанным способом.

Механизированный способ добычи заключается в доставке продукции скважины из продуктивного пласта на земную поверхность с помощью различных насосов.

Добыча фонтанным способом. Возможность применения данного способа добычи обуславливается геологическими условиями и режимом отработки залежи. Он применяется

при условии большого пластового давления, превышающего давление столба флюида, равного глубине добычи. За счет избыточного пластового давления флюид по колонне труб подается на поверхность. Наземное оборудование скважин состоит из скважинной и фонтанной арматуры и трубопроводов обвязки устья скважины. Скважины, направленные на отработку фонтанным способом в единичных количествах имеются во всех НГДУ, кроме «Кайнармунайгаз», но чаще всего применяются на НГДУ «Жылыоймунайгаз» промыслах куста Прорва ввиду значительного остаточного давления залежей.

Продукцией скважин является пластовый флюид, состоящий из смеси нефти, растворенного в ней попутного газа и пластовой воды.

Доставленная на поверхность продукция скважин направляется в выкидную линию, по которой доставляется до групповых (ГУ) или групповых замерных установок (ГЗУ).

На ГУ проводится замер дебита скважин. ГЗУ являются автоматическим замерными установками позволяющими более точно учесть дебит жидкости скважин за счет исключения газовой составляющей при проведении замера.

Некоторые скважины врезаются в систему сбора, минуя ГУ (ГЗУ). В таком случае их дебит периодически контролируется передвижными замерными установками. Часть выкидных линий работает одновременно на несколько скважин.

Из ГЗУ наибольшее распространение получило оборудование типа «Спутник-А 40М». Для уточнения количества нефти, проходящей через ГЗУ, последняя оборудуется газовым сепаратором. Перед замером нефть частично дегазируется и после замера дебита скважины газ закачивается обратно в коллектор.

Большинство месторождений оборудовано ГЗУ, старые месторождения НГДУ «Жылыоймунайгаз» автоматическими ГЗУ не оборудованы. На них применяются ГУ, представляющие собой блок гребенок. На трубах предусмотрены устройства для обеспечения возможности замера дебита передвижными замерными установками.

После замера дебита жидкость поступает в сборные промысловые коллекторы и поступает на установки, пункты подготовки нефти (ППН) или сборные пункты подготовки нефти (СП). СП оборудуются на месторождениях для предварительного отделения пластовой воды и закачки ее обратно в пласт. Оборудование сборных пунктов состоит из приемных резервуаров, куда поступает жидкость и происходит предварительный отстой, а также нефтяных РВС и резервуаров для отделенной пластовой воды. На СП устанавливаются насосные станции ППД, с помощью которых насосами производится закачка пластовой воды.

Так же на сборных пунктах имеются насосные перекачки частично обезвоженной нефти для ее дальнейшей подготовки. В НГДУ «Жылыоймунайгаз» СП имеются на месторождениях – Терек-Узек (4 сборных пункта) и по одному СП – Косшагыл и Каратон.

Замеренный на ГУ (ГЗУ) флюид поступает в сборные коллекторы и транспортируется на установку или пункт подготовки нефти (ППН, УПН, ЦППН). В практике АО «Эмбаунайгаз» название установки варьирует, применяются термины: центральный пункт сбора нефти, пункт подготовки нефти и т.д. в целом же, его основные функции неизменны и заключаются в следующем:

- сброс газа из флюида;
- отделение пластовой воды из дегазированной нефти;
- обезвоживание и обессоливание нефти для придания товарных кондиций;
- сбор, использование и утилизация отделенного газа;
- сбор, утилизация или закачка в пласт отделенной пластовой воды;
- транспортировка подготовленной нефти до пунктов перекачки нефти в систему магистральных трубопроводов НКТН КазТранОйл.

В зависимости от структуры предприятия и расстояния между промыслами ЦППН могут быть приурочены к цехам или НГДУ, т.е. в одном управлении может быть несколько ЦППН. Обычно ЦППН располагается на крупном месторождении и может иметь несколько

технологических линий – как для собственной добытой нефти, так и для улучшения качества нефти доставленной с других месторождений. Собственная нефть проходит весь технологический цикл, с других промыслов, обычно только дополнительное обезвоживание. Доведенная до требуемого качества нефть транспортируется на нефтеперекачивающие станции НКТН КазТрансОйл.

Доставка нефти может проводиться как автомобильным транспортом, так и по трубопроводу. При использовании автотранспорта доставка нефти осуществляется специально оборудованными машинами, на которые устанавливаются емкости для нефти. Межпромысловая транспортировка нефти автомобилями используется, в основном, при малых объемах доставки, на небольшие расстояния – куст «Кульсары» НГДУ «Жылыоймунайгаз». Основным же способом межпромысловой транспортировки является трубопроводный транспорт.

Дальнейшая подготовка осуществляется на ЦППН. Разница для больших месторождений состоит в количестве и модификациях технологического оборудования, его большой производительностью.

В процессе разработки месторождений, образующиеся при добычи нефти: нефтешламы, замазученный грунт и буровой шлам, складываются на специально оборудованных шламонакопителях.

В НГДУ «Жылыоймунайгаз» эксплуатируются шламонакопители, расположенные на территории следующих месторождений:

- куст «Прорва» месторождение Актюбе
- куст «Кульсары» месторождение Акинген, Каратон

Шламонакопители представляют собой земляные емкости, водонепроницаемость которых достигается за счет специальной конструкции. Дно и стенки накопителей оборудованы противодиффузионными экранами, которые состоят из уплотненного основания, полиэтиленовой пленки высокого давления, защитного слоя.

Для улучшения экологической обстановки и отчистки замазученных территорий нефтепромыслов, на территории месторождения Терень-Узек куст «Кульсары» действует мобильный комплекс финского производства KASC-30-M.

Установка по очистке загрязненного грунта предназначена для отделения замазученной нефтепродуктами почвы методом термического воздействия на загрязненную почву. В комплекс термической десорбции поступает замазученный грунт, доставляемый в самосвалах с замазученных территорий и шламонакопителей месторождений куста «Прорва» и куста «Кульсары».

Сырье (смешанный грунт: чистый грунт, нефтешлам или замазученный грунт) подается в бункер предварительной подачи колесным погрузчиком. Затем почва поступает в десорбирующий барабан, где грунт перемешивают до полного выпаривания масел из грунта. Очистка грунта происходит путем термической обработки при температурах 850⁰С до 1000⁰С. Нагревание заставляет масла испаряться и выжигает их из почвы. Выпаренные газы масел сгорают в барабане. Дымовые газы из барабана уходят в дымовую трубу. Горячая и чистая почва выходит из барабана через почвенный конденсатор (ороситель), где вода смешивается с сухой почвой и охлаждается. Охлажденная почва удаляется из почвенного конденсатора колесным погрузчиком.

На месторождении Актюбе куста «Прорва» введена в эксплуатацию установка для утилизации твердых бытовых (ТБО) марки ЭЧУТО-150.03. Производительность установки 50 кг/час. Для работы установки в виде топлива применяется дизельное топливо. Но в 2018-2019гг. работа данной установки временно приостановлен из-за демонтажа.

Попутный газ при добыче нефти используется на собственные нужды в качестве топлива в печах, котлах и сжигается на факельных линиях высокого и низкого давления куста «Прорва», месторождений С.Нуржанова и Западная Прорва.

Завод УКПГ по сероочистке

Назначением УКПГ является подготовка попутного нефтяного газа, поступающего с ГС-1, ГС-2, ГС-3 ЦППН и газа, поступающего с УБС месторождения Западная Прорва, до товарной кондиции.

В качестве готовой продукции, получаемой на УКПНГ, выпускается:

- товарный газ;
- топливный газ на собственные нужды;
- товарная сера;
- стабильный конденсат.

Номинальная производительность комплекса месторождения по исходному (сырому) газу:

- Суточная – 450 000 м³/сут,
- Годовая суммарная 150 млн. м³/год.

На рисунке 3.12 приведена блок-схема переработки попутного газа на УКПГ.

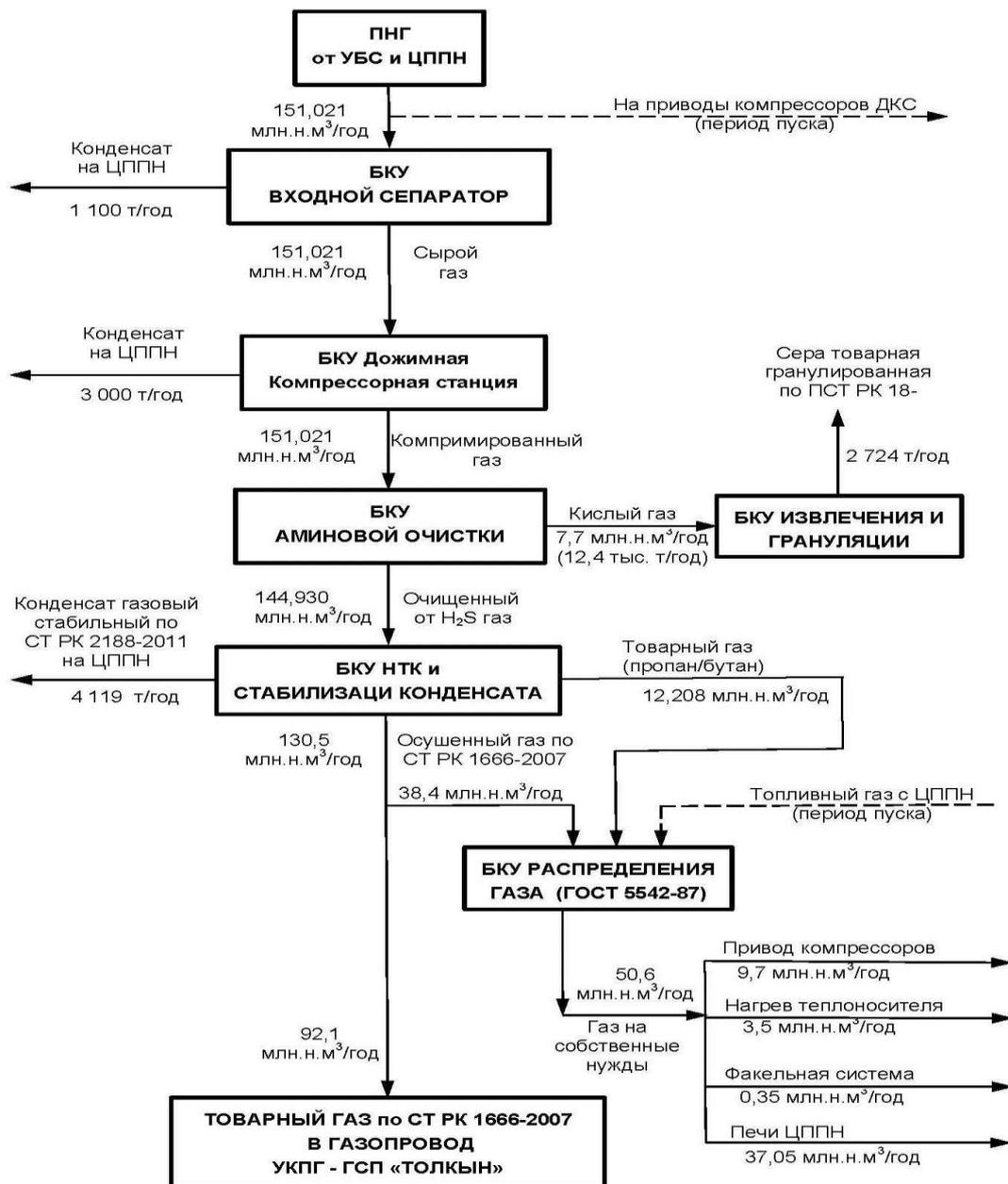


Рисунок 7.2.12 - Блок – схема переработки попутного газа на УКПГ

По степени подготовки товарный газ должен соответствовать требованиям СТ РК 1666-2007 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия».

Присутствующие в составе газа сероводород и меркаптаны должны быть извлечены из сырьевого газа, так как все возможные продукты газопереработки жестко регламентируются по содержанию этих примесей из-за их ядовитости. Ввиду высокой коррозионной активности сырых газов, содержащих сероводород и меркаптаны, оптимальным является их удаление из сырьевого газа на начальных этапах переработки.

Для этих целей широко используется процесс аминовой очистки сырьевого газа от сероводорода, хорошо сочетающийся по параметрам с последующими процессами переработки газа и утилизации сероводорода. Этот процесс применен в настоящем проекте. В схему включена установка производства товарной газовой серы (в качестве конечного продукта очистки газа от сероводорода).

Конверсия сероводорода в газовую серу является общепринятым подходом к его утилизации, т.к. позволяет избежать крупномасштабного сжигания сероводорода в факеле, ведущего к загрязнению атмосферного воздуха, и позволяет предприятию иметь дополнительный товарный продукт.

Проектом принята запатентованная технология LO-CAT, предназначенная для сероочистки кислых газов, и представляет собой систему окисления-восстановления жидкости, применяющую регенерируемый катализатор (раствор хелатного железа) для превращения сероводорода в безвредную элементарную серу. Данная технология позволяет широко варьировать эксплуатационные параметры очистки и обеспечивает очень высокую эффективность удаления сероводорода (более 99,9%). Наличие в составе ПНГ неорганических газов (углекислый газ, азот) существенного влияния на выбор технологии в нашем случае не оказывает. Имеющийся уровень концентрации азота не влияет на товарные свойства СОГ, а подавляющее количество углекислоты удаляется из сырьевого газа на стадии аминовой очистки вместе с сероводородом и в конечном итоге выбрасывается в атмосферу с хвостовыми газами.

Состав проектируемых основных технологических установок основного процесса УКПГ:

- БКУ входного сепаратора;
- БКУ дожимной компрессорной станции (ДКС);
- БКУ аминовой очистки (установка удаления кислых газов);
- БКУ низкотемпературной конденсации (НТК) и стабилизации газового конденсата;
- БКУ регенерации гликоля;
- БКУ пропановой холодильной установки;
- БКУ производства серы по технологии LO-CAT;
- БКУ плавления серы;
- БКУ грануляции и упаковки товарной серы.

Состав проектируемых основных технологических установок вспомогательно-производственного и инженерного обеспечения:

- БКУ нагрева теплоносителя (термического масла);
- Склад стабильного газового конденсата;
- БКУ подготовки воздуха КИПиА и получения азота;
- БКУ Системы охлаждения воды (блок циркуляционной охлаждающей воды);
- БКУ закрытой дренажной системы;
- БКУ распределения топливного газа на собственные нужды
- БКУ Факельной установки ВД и НД;
- БКУ центральной операторной;
- БКУ дизельной электростанции;
- БКУ дренажной емкости дизельного топлива;
- Модульное здание химической лаборатории;

- БКУ поточной анализаторной товарного газа
- БКУ подачи топливного газа и азота в факельный коллектор установок;

Ниже приведена технологическая схема УКПГ рис.3.13.

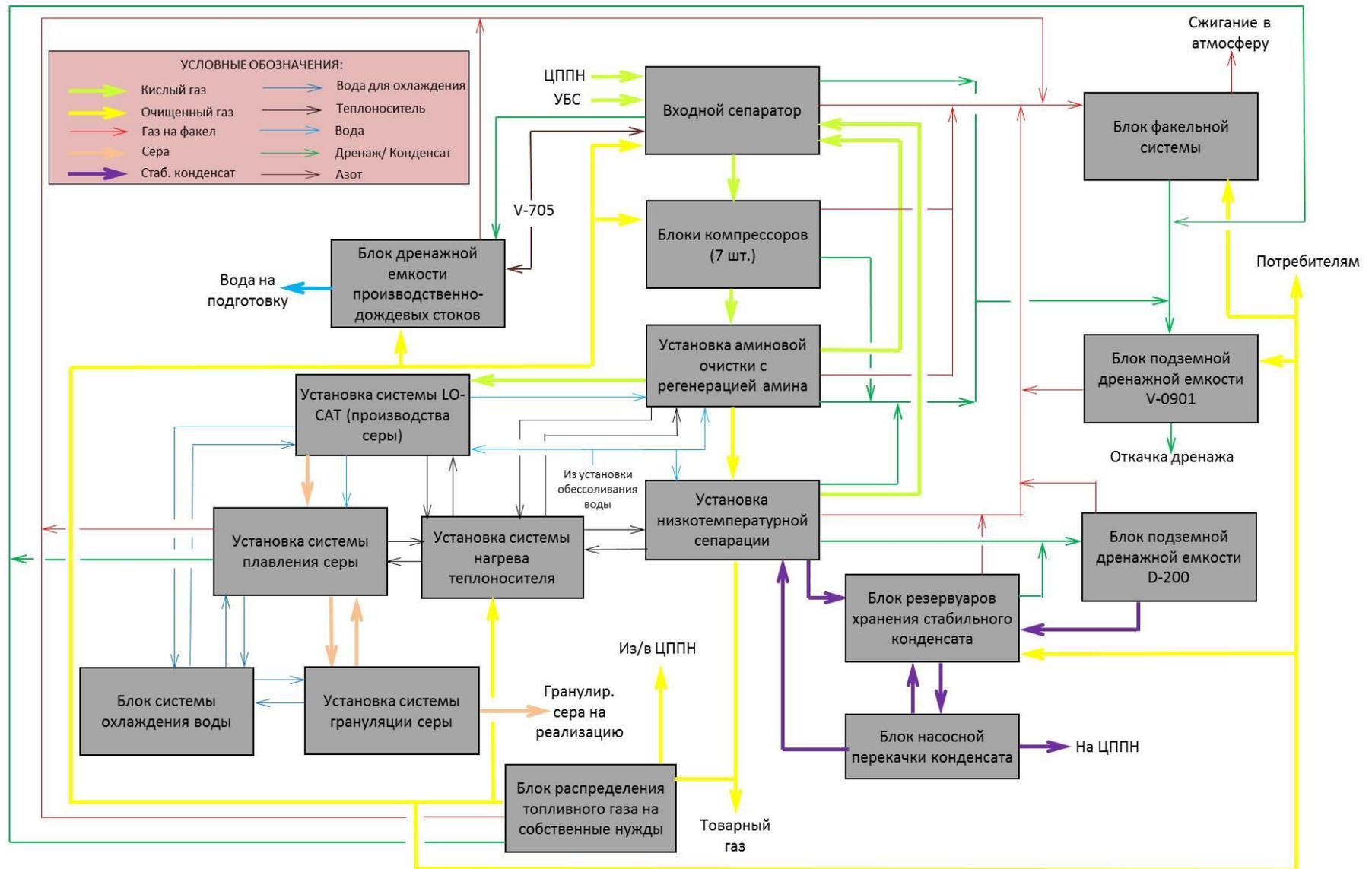


Рисунок 7.2.13 - Технологическая схема УКПГ

7.2.1 Стационарные источники выбросов

Стационарные источники выбросов в свою очередь делятся на организованные и неорганизованные.

К **организованным источникам выбросов** относятся:

- дымовые трубы котлов, бытовых печей, кузнечного горна – Котлы, бытовые печи, кузнечный горн работают на попутном нефтяном и природном очищенном газе. В процессе работы в атмосферный воздух выделяются: азота диоксид и оксид, сера диоксид и углерод оксид.
- дымовые трубы печей подогрева нефти – Печи работают на попутном нефтяном и природном очищенном газе. В процессе работы печей в атмосферный воздух выделяются: азота диоксид и оксид, сера диоксид, углерод оксид и метан.
- дыхательные клапаны резервуаров для нефти – При хранении и приеме нефти в атмосферу выделяются следующие вещества: сероводород, смесь углеводородов предельных С1-С5, меркаптан (СПМ), смесь углеводородов предельных С6 -С10, сернистый ангидрид.
- выхлопные трубы дизельных электростанций (ДЭС) – При работе ДЭС в атмосферный воздух выделяются: азота диоксид и оксид, сажа, сера диоксид, углерод оксид, бенз/а/пирен, формальдегид, углеводороды предельные С12-С19.
- выхлопные трубы сварочных агрегатов (САГ)- При работе двигателей сварочных агрегатов в атмосферный воздух выделяются: азота диоксид и оксид, сажа, сера диоксид, углерод оксид, бенз/а/пирен, формальдегид, углеводороды предельные С12-С19.
- вентиляционная труба от хим.лаборатории – В процессе проведения химических испытаний и анализов нефти в атмосферу выделяются: азотная кислота, толуол, бензин;
- при зарядке аккумуляторов в атмосферный воздух выделяются серная кислота.
- дыхательные клапаны резервуаров и экологических чанов хранения нефтепродуктов и топливораздаточные пистолеты колонок для отпуска нефтепродуктов на АЗС. – При хранении и отпуске нефтепродукта в атмосферный воздух выделяются: смесь углеводородов предельных С1-С5, смесь углеводородов предельных С6-С10, пентилены, бензол, ксилол, толуол, этилбензол, сероводород углеводороды предельные С12-С19, меркаптан (СПМ), масло минеральное нефтяное.
- дымовая труба установки по утилизации ТБО - При работе установки, процессе сжигания дизельного топлива в атмосферный воздух выделяются: азота диоксид и оксид, сажа, сера диоксид, углерод оксид, ванадия пятиокись, фтористый водород и фтористый хлорид (соляная кислота).
- источники выбросов загрязняющих веществ при выполнении ремонтных и строительных работ: компрессор передвижной с ДВС, котлы битумные передвижные с ДВС.

К **неорганизованным источникам** выбросов относятся неплотности соединений, запорно-регулирующая арматура на следующем технологическом оборудовании:

- скважины;
- замерные установки;
- отстойники;
- насосы;
- буферные емкости;
- емкости для нефти;
- емкости сепарационные;
- дренажные емкости на ГУ и скважинах;
- нефтесепараторы;
- газосепараторы;
- концевые сепарационные установки;
- универсальная сепарационная установка;

- установки блочные сепарационные;
- установка дозирования химреагентов;
- пункт приема и отправки скребка;
- узлы учета

Кроме основного технологического оборудования на территориях месторождений находится вспомогательное оборудование. К неорганизованным источникам относятся сварочные посты, предназначены для выполнения ремонтных работ – источники выброса ЗВ в атмосферу. Передвижные сварочные агрегаты (САГ), используются в качестве автономного источника питания сварочного поста. Агрегаты работают на дизельном топливе. При проведении сварочных работ в атмосферу выделяются следующие вредные вещества: железо оксиды, марганец и его неорганические соединения, азота диоксид, углерод оксид, фтористые газообразные соединения, фториды неорганические плохо растворимые, пыль неорганическая, с содержанием двуоксида кремния 70-20%. При работе покраски и ремонт здания в атмосферу выделяется железо оксиды, марганец и его неорганические соединения, хром оксид, азота диоксид, углерод оксид, фтористые газообразные соединения, фториды неорганические плохо растворимые, пыль неорганическая, с содержанием двуоксида кремния 70-20%, метилбензол, бутилацетат, пропан-2-он, уайт-спирит, 2-Этоксизтанол, Бутан-1-ол, Этанол.

В процессе добычи нефти все технологические процессы сопровождаются выделением углеводородов.

Расчет выбросов от выявленных в результате инвентаризации источников выбросов приводится в приложении 2 «Бланк инвентаризации источников выбросов по состоянию на 1 января 2022 года».

Перечень стационарных источников на промплощадках НГДУ «Жылыоймунайгаз»:

Куст Прорва:

ЦППН Прорва

Организованные источники на 2022г.

Источник №0001-0003-01 Печь ПТБ-10 для нефти попутном газе
Источник №0001-0003-02 Печь ПТБ-10 для нефти природном газе
Источник №0004-0005-01 Печь ПТ-16-150 для отопления попутном газе
Источник №0004-0005-02 Печь ПТ-16-150 для отопления природном газе
Источник №0007-0009-01 Печь марки ПТ-16-150 для утилизации воды попутном газе
Источник №0007-0009-02 Печь марки ПТ-16-150 для утилизации воды природном газе
Источник №0012-0019, 0411-0412 Резервуары 5000м³-9ед
Источник №0021 Пункт налива нефти
Источник №0022 Электроснабжение ДЭС 200 АДД-200С-Т400
Источник №0023 Электроснабжение ДЭС400АД315
Источник №0024-0025 Пункт приема и отправки скребка
Источник №0028 Химическая лаборатория
Источник №0339, 0413 Передвижной сварочный агрегат САГ
Источник №0349-001-002 Факел

Неорганизованные источники на 2022г.

Источник №6001-6011, 7133-7134-7136, 7230-7231 Насосы
Источник №6012-6015 Нефтегазосепаратор 16-1600-1,6 - 3ед.; А-60- 1ед.
Источник №6016-6021 Сепаратор УПС ЦППН Прорва
Источник №6022-6023 Концевая сепарационная установка
Источник №6025-6028 Газосепаратор
Источник №6029-6032, 7138-7139 Отстойники ОГ
Источник №6033-6036, 7232 Дренажная емкость
Источник №6038 Пост газорезки
Источник №6039-6040 Счетчик газа 1-ой и 2-ой ступени

Источник №7153 Сварочный пост
Источник №7154 Сварочный трансформатор

Месторождение С.Нуржанов

Организованные источники на 2022г

Источник №0041 Дизельная электростанция У1Д6
Источник №0042-0044 Передвижной сварочный агрегат АДД-4004
Источник №0351-0355 Емкость (скважин)
Источник №0356 Насос 9 МГР
Источник №0357 Газосепаратор
Источник №0358 Нефтегазосепаратор
Источник №0359 Емкость 200 м³
Источник №0385-0390 Емкость Чан ЭТО-25

Неорганизованные источники на 2022г

Источник №6043-6220, 7233-7235 Скважина
Источник №6241-6257, 7155-7156 ГЗУ
Источник №6258-6267 Дренажная емкость
Источник №6285 Емкость сепарационные УБС Зап.поле
Источник №6286-6295, 7157,7158,7159 Насосы
Источник №6301-6303 Сварочный трансформатор
Источник №6304-6306 Пост газорезки
Источник №6307 Отстойник блочный (УБС Зап.поле)
Источник №7137-7140, 7247 Скважина НСВ.
Источник №7211, 7236-7237 Сварочный пост

Месторождение Карасор Западный

Организованные источники на 2022г

Источник №0360 Емкость
Источник №0361, 0362, 0363 Резервуары 1000м³
Источник №0364, 0396, 0397, 0398 ДЭС
Источник №0399,0400,0401 Буферная емкость
Источник №0402-0403 Экологическая емкость
Источник №0404-0405-0406 Стояк налива нефти
Источник №0407,0408,0409 Факел

Неорганизованные источники на 2022г.

Источник №7160 Сварочный трансформатор
Источник №7161,7216-7217 Насоная установка
Источник №7162,7212-7213 Нефтегазосепаратор
Источник №7163 Автоматизированная газозамерная установка (АГЗУ)
Источник №7164,7214-7215 Газосепаратор
Источник №7165-7167 Скважина
Источник №7218,7219,7220 Насосная установка НБ-125
Источник №7222 Сварочный пост на САГ
Источник №7223,7224,7225 Дренажные емкости от скважин 10м³
Источник №7226,7227,7228 Дренажные емкости от скважин 1 м³
Источник №7229 Пост газорезки

Месторождение Западная Прорва

Организованные источники на 2022г

Источник №0366 Котельная CRONOS BB 400 на попутном газе
Источник №0367 Котельная CRONOS BB 400 GA на попутном газе
Источник №0085 Агрегат сварочный

Источник №0086 Дизельная электростанция
Источник №0391-0392 Экологический Чан ЭТО-25

Неорганизованные источники на 2022г.

Источник №6320-6368, 7248 Скважина
Источник №6376-6380 Газомерная установка
Источник №6381-6386 Насосная установка НБ-2,5
Источник №6387-Газосепаратор ЗапПрорва
Источник №6388-6389, 7060, 7105-7110 Дренажная емкость
Источник №6390-6394 Емкость сепарационная
Источник №6395 Сварочный трансформатор
Источник №6396 Пост газорезки
Источник №6399-6401 Буферная емкость
Источник №7168-7173 Нефтегазосепарато Зап.поле 1,1А,8,9А,7А,7Б
Источник №7174- 7177 Газомерная установка НСВ-10, НСВ-1, НСВ-2, НСВ-3

Месторождение Актобе

Организованные источники на 2022г

Источник №0092-0093 Котельная КВТ -90-10
Источник №0095, 0334 Печь ПТ16/150
Источник №0097, 0368 Резервуар для нефти
Источник №0369-001-002 Факел

Неорганизованные источники на 2022г

Источник №6402-6432, 7061, 7249-7251 Скважины
Источник №6433-6434 Дренажная емкость на ГЗУ
Источник №6435-6436, 7178 Газомерная установка
Источник №6437-6438 Замерная установка
Источник №6439 Газосепаратор
Источник №6440, 7064 Установка предельной сеперации
Источник №6441 Буферная емкость
Источник №6443-6445 Насосная установка НБ-125
Источник №6446 Шламонакопители
Источник №7148-7149 Пост газорезки
Источник №7179 Дренажная емкость ЕП-40
Источник №7180 Нефтегазосепаратор

Месторождение Досмұхамбетовское

Организованные источники на 2022г

Источник №0099-0103, 0309 Котельная КВТ-90-10
Источник №0105, 0335 Печь марки ПТ-16-150
Источник №0106-0107,0371 Резервуары в количестве 1единиц V-700 м³, 2ед. V-1000м³,
Источник №0108 Передвижной САГ
Источник №0109 Дизель генератор
Источник №0372-001-002 Факел

Неорганизованные источники на 2022г

Источник №6447-6485, 7141-7142, 7181-7183, 7252-7255 Скважина
Источник №6487, 7184 Нефтегазосепаратор
Источник №6488-6491 Замерная установка
Источник №6492, 7111 Газосепаратор
Источник №6493-6495, 7185-7187 Насосная установка НБ-125
Источник №6498 Сварочный трансформатор САГ
Источник №6499-6501, 7238 Дренажная емкость V-60,90,25,8
Источник №6502 Пост газорезки

Второстепенные объекты, находящиеся на территории месторождения Западная Прорва:

БПО Промбаза (находится на территории месторождения Западная Прорва)

Организованные источники на 2022г

Источник №0111-0114-01 Котел ВКШ-0,9 попутном газе
Источник №0111-0114-02 Котел ВКШ-0,9 природном газе
Источник №0117-01 Кузнечный горн попутном газе
Источник №0117-02 Кузнечный горн природном газе
Источник №0118-01 Котел для бани попутном газе
Источник №0118-02 Котел для бани природном газе
Источник №0119-0120, 0373, 0414 Агрегат сварочный ПРЭО
Источник №0122-0123 Дизельная электростанция ПРЭО

Неорганизованные источники на 2022г

Источник №6503-6504 Сварочный электрод САГ
Источник №6505-6506 Сварочный трансформатор ПРЭО
Источник №6507, 7239 Пост газорезки

Каспий Самалы (вахтовый поселок, для сотрудников Прорвинской группы)

Организованные источники на 2022г

Источник №0124 ДЭС Volvo TAD
Источник №0125-01 Котельная Rexterm 1480 попутном газе
Источник №0125-02 Котельная Rexterm 1480 природном газе
Источник №0126-01 Котельная Rexterm 1480 попутном газе
Источник №0126-02 Котельная Rexterm 1480 природном газе
Источник №0127-01 Котельная для горячей воды попутном газе
Источник №0127-02 Котельная для горячей воды природном газе

УППВ(находится на территории месторождения Западная Прорва)

Неорганизованные источники на 2022г

Источник №6509 Газорезки

РММ-Прорва(находится на территории месторождения Западная Прорва)

Организованные источники на 2022г

Источник №0128 - 0137 Механическая мастерская

Неорганизованные источники на 2022г

Источник №6510-6511 Пост газорезки
Источник №7057 Расчет выбросов от резки металлов
Источник №7188 Сварочный трансформатор

ТВГС (находится на территории месторождения Западная Прорва)

Организованные источники на 2022г

Источник №0138 Дизельный генератор АД-200
Источник №0139 Дизельный генератор ДЭС-100АД-100-Т-400

Неорганизованные источники на 2022г

Источник №6513 Электрод сварочных работ ТВГС
Источник №6514 Сварочный трансформатор ТВГС
Источник №6515 Пост газорезки

УТРО (находится на территории месторождения Западная Прорва)

Организованные источники на 2022г

Источник №0140 Циркулярный станок

Источник №0141 Фуговальный станок

Спецтехника Прорва (находится на территории месторождения Западная Прорва)

Организованные источники на 2022г

Источник № 0142 АЗС АИ-80

Источник № 0143-0145 АЗС Дизельное топливо

Источник № 0146 АЗС АИ-92,95

Источник № 0147 Шероховочный станок

Неорганизованные источники на 2022г

Источник № 6517 Емкость отработанного масла

Источник № 6518 Пост зарядка аккумуляторных батарей

Источник № 6519-6521 Сварочный пост

Источник № 6522 Газосварка (газорезка)

Источник № 6523 Покрасочные работы ПФ-115

Источник № 6524 Пост покраски НЦ-132

Источник № 6526 Вулканизация

Источник № 7143 Передвижная паровая установка (ППУ)

Источник № 7144 Агрегат депарафинизации скважин АДПМ-120/150

Источник № 7145 Агрегат специальный ремонтный АСР

Источник №7150 Расчет выбросов от резки металлов

Куст «Кульсары»

Месторождение Терен-Узек

Организованные источники на 2022г

Источник №0148-0163, 0336-0343 Резервуары

Источник №0164 Печь марки ПП-0,63

Источник №0165-0166,0380 Печь марки ПТ-16-150М для отопления

Источник №0167 -0168 Дизельная электростанция

Источник №0169-0170 Котельная REX-75

Источник №0171-0172 Котельная BB-1535 RD

Источник №0173 Котельная BB-150 GA

Источник №0174-0176 Передвижной сварочный агрегат САГ

Неорганизованные источники на 2022г

Источник №6527 - 6704, 7118-7126, 7198-7200, 7240-7242, 7256 Скважина

Источник №6720 - 6729 Насосная 9-МГР

Источник №6737-6739 Сварочный пост

Источник №6740-6742 Сварочный трансформатор

Источник №6743-6745 Пост газорезки

Источник №6746-6778 Замерная установка

Месторождение Каратон

Организованные источники на 2022г

Источник №0178-0184 РВС

Источник №0185-0186 Стояк налива нефти Каратон -2

Источник №0187-0188 Стояк налива нефти Каратон -5

Источник №0189 Дизельная электростанция

Источник №0190 Дизельная электростанция

Источник №0191, 0336 Котельная ВКШ -0,9

Источник №0192 Водогрейный Котел КСВГ-20Т

Источник №0194 -0195 Печь ПТ-16/150М технол. для нефти

Источник №0196 Печь ПТ-16/150М для подогрева ППВ

Источник №0197 - 0201 Резервуар

Источник №0202 Дизельная электростанция

Источник №0203 Химическая лаборатория

Источник №0346 Котельная ВВ-200GA

Неорганизованные источники на 2022г

Источник №6786-6802, 7202-7203 Скважина

Источник №6815-6816 Насосная НБ-50

Источник №6817-6822 Групповая установка

Источник №6823 - 6824, 7065, 7066 Шламонакопители

Источник №6825 Пост газорезки

Источник №6826-6830 Насосы

Источник №6831 Дозировочный насос

Источник №6832-6834 Отстойник ОБН-3000

Источник №6837 Пост газорезки

Источник №7201 Сварочный пост САГ

Источник №7204 Сварочный трансформатор ППН

Месторождение Акинген

Организованные источники на 2022г

Источник №0204 Передвижной сварочный агрегат САГ

Источник №0205 Диз. Генератор АД-200

Источник №0206-0207 Печь марки ПТ16/150 для нефти

Источник №0208-0209 Печь марки ПТ16/150 ППВ

Источник №0211-0212 Котельная Buran -174

Источник №0213-0214 Котельная Buran -116

Источник №0216-0217 резервуары

Источник №0218 Емкость для ПРС

Источник №0219 Химическая лаборатория

Источник № 0375 Котел КГ-Г-80

Источник № 0376-001-002 Факел

Неорганизованные источники на 2022г

Источник №6838-6870, 7117, 7257-7258 Скважина

Источник №6874-6876 Насосная установка НБ-50, ЦНС-60-264

Источник №6877- 6879 АГЗУ

Источник №6880-6881 Сварочный трансформатор

Источник №6882 Сварочный пост САГ

Источник №6883 Пост газорезки

Источник №6884-6885 Дренажная емкость на ГЗУ-2ед

Источник №6886-6887 Нефтегазосепаратор

Источник №6888 Газосепаратор

Источник №6889 Отстойник ОГ-200

Источник №6890 Концевая сепарационная установка КСУ

Источник №6891-6892 Шламонакопители

Месторождение Кульсары

Организованные источники на 2022г

Источник №0220 РГС

Источник №0221 Стояк налива нефти

Источник №0333, 0334 РВС 200м³

Источник №0222 Химическая лаборатория

Неорганизованные источники на 2022г

Источник №6893-6898, 74943-7244, 7259-7261 Скважина
Источник №6906 ГЗУ
Источник №6908 Насосная НБ-50
Источник №6909, 7112 Насосная НБ-125
Источник №7189 Пост газорезки
Источник №7245 Сварочный трансформатор

Месторождение Косшагыл

Организованные источники на 2022г

Источник №0223 Передвижной сварочный агрегат САГ
Источник №0224, 0374 Резервуар
Источник №0226 Стояк налива нефти
Источник №0347 ДЭС 100-АД-100 Т400
Источник №0410 РГС 45м³

Неорганизованные источники на 2022г

Источник №6911-6931, 7113,7114,7115,7190-7194 Скважины
Источник №6948 Сварочный пост САГ
Источник №6949 Сварочный трансформатор
Источник №6950-6951 Насосы НБ-50
Источник №6952 -6959 Групповая установка
Источник №6960 Пост газорезки

Месторождение Кисимбай

Организованные источники на 2022г

Источник №0230, 0415 Передвижной сварочный агрегат САГ
Источник №0231 Дизель генератор
Источник №0234-0235 ВКШ -09 технолог
Источник №0311 – Котельная GRONUS BURAN(BB2035)
Источник №0312-0313 - Котельная GRONUS BURAN(BB1300)
Источник № 0377 Дизгенератор 200кВт (для новой столовой)

Неорганизованные источники на 2022г

Источник №6961-6984, 7262-7266 Скважина
Источник №6989-6991 ГЗУ Спутник Б-40-14-500
Источник №6992 Сварочный пост
Источник №6993-6994 сварочный трансформатор
Источник №6995 Пост газорезки

ППН Кисимбай

Организованные источники на 2022г

Источник №0236-0239 Печь подогрева нефти
Источник №0240-0247 Резервуары
Источник №0248 Стояк налива нефти ППН Кисимбай
Источник №0249 Стояк налива нефти Опорный
Источник №0250 Хим. Лаборатория
Источник № 0379-001-002 Факел

Неорганизованные источники на 2022г

Источник №6996 Нефтегазосепаратор
Источник №6997 Газосепаратор
Источник №6998-7003 Насос ЦНС 60/264
Источник №7004 Насос ЦНС 180/170

Источник №7005-7007 Насосная НБ-50
Источник № 7008-7010 Отстойник ОБН-200, ОГ-200, ЭГ-200
Источник № 7011-7017 Дренажная емкость
Источник № 7018 Дозировочный насос НД -2,5
Источник № 7020 Пост газорезки
Источник № 7210 Сварочный трансформатор

Месторождение Аккудук

Организованные источники на 2022г

Источник № 0251 Котел ВВ-735 RDE
Источник № 0252 Котел ВВ-735 RDE
Источник № 0253 Котел КВГ -90-10
Источник № 0255 -0257 Резервуары
Источник № 0258 Дизельный генератор ГС-200-400
Источник № 0348 Печь ПП-0,63
Источник № 0384-001-002 Факел

Неорганизованные источники на 2022г

Источник № 7022-7030, 7067 Скважина
Источник № 7031-7032 Насосная установка
Источник № 7033 Дренажная емкость
Источник № 7034 Автоматизированная газозамерная установка (АГЗУ)
Источник № 7035 Нефтегазосепаратор
Источник № 7036 Концевая сепарационная установка КСУ
Источник № 7037 Газосепаратор
Источник № 7038 Сварочный трансформатор
Источник № 7039 Пост газорезки

ЦПРЭО (Промбаза)

Организованные источники на 2022г

Источник № 0259-0260 Котельная КОВ-63
Источник № 0261 Котельная ПРС
Источник № 0263 Кузнечный горн
Источник № 0264-0281 Лучистое отопление PANRAD FRBS на природном газе
Источник № 0282 Агрегат сварочный
Источник № 0284 Дизельная электростанция
Источник № 0416 Дизельная электростанция

Неорганизованные источники на 2022г

Источник № 7040 Сварочный пост
Источник № 7041-7042, 7128,7129 Сварочный трансформатор
Источник № 7043 Резак
Источник № 7044 Расчет выбросов от резки металлов

РММ (ремонтно-механические мастерские)

Организованные источники на 2022г

Источник № 0285 -0292 Механическая мастерская
Источник № 0293 Передвижной сварочный агрегат САГ

Неорганизованные источники на 2022г

Источник №7045 Сварочный пост
Источник №7046, 7146,7147 Сварочный трансформатор
Источник №7047-7049 Пост газорезки
Источник №7050 Расчет выбросов от резки металлов

Источник №7051 Площадка разгрузки и хранения интерных материалов.

УТРО (Участок текущего ремонта объектов)

Организованные источники на 2022г

Источник № 0294 Циркулярный станок

Источник № 0295 Дизельная электростанция

Источник № 0296-0297 Котельная (гостиница) КСГВ-20 Т

Источник № 0298-0299 Котельная ВВ-2035 RD

Неорганизованные источники на 2022г

Источник №7052 Стоянка автомашин по НГДУ

Колонна спецтехники и ТТ (месторождение) Кульсары

Организованные источники на 2022г

Источник № 0301-0303 АЗС Дизельное топлива

Источник № 0304 АЗС АИ-92,95

Источник № 0305 Котельная КСГВ -20

Источник № 0306-0307 Котельная VIТОРРЕХ-100

Источник № 0337 ДЭС -100 АД-100-Т400

Источник №0338 PRORAB EB (бензиновый генератор) - Мобильный диагностический комплекс УАЗ-29891№258AE-06;

Неорганизованные источники на 2022г

Источник № 7053 Емкость отработанного масла

Источник № 7055 Аккумуляторный цех

Источник № 7056 Сварочный пост

Источник № 7058 Медницкий цех

Источник № 7059 Вулканизация

Источник № 7130,7131,7132 Сварочный трансформатор АСР АДД-4004.

Источник № 7205 Газосварка (ацетилен)

Завод УКПГ

Организованные источники на 2022г

Источник № 0315-001 Факел

Источник № 0315-002 Факел

Источник № 0315-003 Факел

Источник № 0316-001 Факел

Источник № 0316-002 Факел

Источник № 0316-003 Факел

Источник № 0317 – Печь подогрева нефти теплоносителя

Источник № 0318-0324 – Компрессор

Источник № 0325 – Сбросная свеча

Источник № 0326 – Емкость для хранения топлива

Источник № 0327 – Дренажная емкость

Источник № 0328 – Котельная УКПГ

Источник № 0329 – Котельная Поджепо

Источник № 0330 – Ремонтно-механическая мастерская

Источник № 0331 – Химическая лаборатория

Источник № 0332 – Дизельная электростанция

Источник № 0417 – Дизельная электростанция

Неорганизованные источники на 2022г

Источник № 7069 - Площадка: БКУ входного сепаратора (SK-0101)

Источник № 7070 - Площадка: БКУ компрессорной станции

Источник № 7071 – Площадка УАС, Блок воздушного холодильника сырого газа (SK-0201)

- Источник № 7072 – Площадка УАС, Блок фильтра сырого газа (SK-0202)
Источник № 7073 – Площадка УАС, Блок абсорбера аминового раствора (SK-0203)
Источник № 7074 – Площадка УАС, Блок сепаратора очищенного газа (SK-0204)
Источник № 7075 – Площадка УАС, Блок испарительной емкости аминового раствора (SK-0205)
Источник № 7076 – Площадка УАС, Блок рекуперационного теплообменника и фильтра насыщенного амина (SK-0206)
Источник № 7077 – Площадка УАС, Блок колонны регенерации амина и ребойлера колонны (SK-0207)
Источник № 7078 – Площадка УАС, Блок воздушного холодильника десорбера (SK-0208)
Источник № 7079 – Площадка УАС, Блок насосов орошения десорбера (SK-0209)
Источник № 7080 – Площадка УАС, Блок воздушного холодильника бедного амина (SK-0212)
Источник № 7081 – Площадка УАС, Блок насоса горячего бедного амина (SK-0213)
Источник № 7082 – Площадка УАС, Блок резервуара аминового раствора (SK-0215, SK-0216)
Источник № 7083 – Площадка УАС, Блок фильтра бедного амина (SK-0218)
Источник № 7084 – Площадка УАС, Блок насоса орошения абсорбера (SK-0219)
Источник № 7085 – Площадка УАС, Блок печи подогрева теплоносителя (SK-0404, SK-0405)
Источник № 7086 - БКУ низкотемпературной конденсации, Блок рекуперационного теплообменника (SK-0302)
Источник № 7087 - БКУ низкотемпературной конденсации, Блок низкотемпературного сепаратора и теплообменника (SK-0303)
Источник № 7088 - БКУ низкотемпературной конденсации, Блок низкотемпературного сепаратора и теплообменника (SK-0303)
Источник № 7089 - БКУ низкотемпературной конденсации, Блок колонны стабилизации конденсата и ребойлера (SK-0305)
Источник № 7090 - БКУ регенерации гликоля, Площадка теплообменника горячего/холодного гликоля
Источник № 7091 - БКУ регенерации гликоля, Площадка ребойлера десорбера гликоля
Источник № 7092 - БКУ регенерации гликоля, Площадка насосов подачи гликоля
Источник № 7093 - БКУ регенерации гликоля, Площадка насоса подпитки гликоля
Источник № 7094 - БКУ пропановой холодильной установки
Источник № 7095 - Установка нагрева теплоносителя, Блок расширительной емкости и фильтра (SK-0401, SK-0402)
Источник № 7096 - Установка нагрева теплоносителя, Блок циркуляционного насоса (SK-0403)
Источник № 7097 - Блок печи подогрева теплоносителя (SK-0404, SK-0405)
Источник № 7098 - Блок шестеренного насоса заполнения теплоносителем (SK-0406)
Источник № 7099 - Блок емкости хранения теплоносителя (SK-0407)
Источник № 7100 - Блок манифольдов подачи и приема теплоносителя (SK-0409)
Источник № 7101 - Блок факельной установки высокого/низкого давления (SK-0801, SK-0802)
Источник № 7102 - Блок закрытой дренажной емкости (SK-0901)
Источник № 7103 - Склад стабильного конденсата
Источник № 7104 - Площадка: ДЭС.

ГСП Толкын

Газопровод Атырауской области

Организованные источники на 2022г

- Источник № 0340 – Продувочная свеча на площадке камеры очистных устройств;
Источник № 0341 – Продувочная свеча на площадке №1 узла линейной арматуры;

Источник № 0342 – Емкость дозирования реагентов на площадке камеры очистных устройств;

Неорганизованные источники на 2022г

Источник № 7151- ЗРА и ФС на площадке камеры очистных устройств;

Источник № 7152 - ЗРА и ФС на площадке №1 узла линейной арматуры.

7.2.2 Передвижные источники выбросов

Выброс *i*-того загрязняющего вещества (г/с) движущимся автотранспортным потоком на автомагистрали (или ее участке) с фиксированной протяженностью *L* (км) определяется по формуле:

$$M_{L_i} = \frac{L - L_0}{3600} \sum_1^K M_{K,i}^{\Pi} \cdot G_K \cdot \Gamma_{V_{K,i}}, \quad (5.2)$$

где:

$M_{K,i}^{\Pi}$ - пробеговый выброс *i*-го вредного вещества автомобилями *K*-й группы для городских условий эксплуатации, г/км (по табл. 1.);

K - количество групп автомобилей;

G_K - фактическая наибольшая интенсивность движения, т.е. количество автомобилей каждой из *K* групп, проходящих через фиксированное сечение выбранного участка автомагистрали за единицу времени в обоих направлениях по всем полосам движения, шт/час;

$\Gamma_{V_{K,i}}$ - поправочный коэффициент, учитывающий среднюю скорость движения транспортного потока (*V*, км/ч) на выбранной автомагистрали (или ее участке), (по табл.2);

1/3600 - коэффициент пересчета «час» в «сек»;

L - протяженность автомагистрали (или ее участка), км;

*L*₀ - протяженность очереди автомобилей перед запрещающим сигналом светофора и длина соответствующей зоны перекрестка (для перекрестков, на которых проводились дополнительные обследования), км.

Таблица 7.8 - Автотранспорты по месторождениям НГДУ «Жылоймунайгаз»

Наименование группы автомобилей	Кол-во автотранспорта, шт.	Годовой пробег, км/год
Легковые бензиновые	-	-
Легковые дизельные	-	-
Автобусы бензиновые	-	-
Автобусы дизельные	8	160210
Грузовые бензиновые с грузоподъемностью до 3 т (в т.ч. работающие на сжиженном нефтяном газе) и микроавтобусы	-	-
Грузовые бензиновые с грузоподъемностью более 3 т (в т.ч. работающие на сжиженном нефтяном газе)	3	12008
Грузовые дизельные	57	713046
Грузовые газобаллонные, работающие на сжатом природном газе	-	-
Всего:	68	885264

Таблица 7.9 - Нормативные выбросы вредных веществ в атмосферу от автотранспорта

Наименование группы автомобилей	Количество, шт.	Общий пробег, млн.км.	Поправочный коэффициент, учитывающий среднюю скорость транспорта	Выброс, г/км								Всего, т/год
				CO	NOx (в пересчете на NO ₂)	CH	сажа	SO ₂	Формальдегид	соединения свинца	бенз(а)пирен	
Легковые	0	0,0000	0,3	19	1,8	2,1	-	0,065	0,006	0,019	1,7*10 ⁻⁶	
расчеты, т/г				0,0000	0,0000	0,0000	-	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000000	0,0000
Автобусы	8	0,1602	0,75	8,8	8	6,5	0,3	1,45	0,31	-	6,7*10 ⁻⁶	
дизельные				1,0574	0,9613	0,7810	0,0360	0,1742	0,0372	-	0,000001	3,0472
Грузовые и спец с дизельным ДВС	57	0,7130	0,75	8,5	7,7	6,0	0,3	1,25	0,21	-	6,5*10 ⁻⁶	
				4,55	4,1178	3,2087	0,1604	0,6685	0,1123	-	0,000003	12,8134
Грузовые с бензин ДВС более 3-х тн	3	0,012008	0,3	75,0	5,2	13,4	-	0,22	0,022	0,033	6,3*10 ⁻⁶	
				0,2702	0,0187	0,0483	-	0,0008	0,0001	0,0001	0,0000000	0,3382
ИТОГО:	68	0,885264		5,8732	5,0978	4,0380	0,1965	0,8435	0,1496	0,0001	0,0000043	16,1988

7.3 Краткая характеристика существующих установок очистки газа

На месторождениях НГДУ «Жылыоймунайгаз» отсутствуют установок очистки газа.

7.4 Перспектива развития предприятия

Сведения о перспективном плане развития НГДУ «Жылыоймунайгаз» приняты в проекте согласно данным предоставленными заказчиком «Основные производственные показатели» и по опроснику по месторождениям..

7.5 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу приведена в приложении 2, (таблица 3.1).

7.6 Характеристика залповых выбросов

На НГДУ «Жылыоймунайгаз» установлены свечи, предназначенных для выброса в атмосферный воздух газа, выпускаемого из газопроводов печей на случай проведения плановых ремонтов и предотвращения аварийных ситуаций.

Ориентировочный продолжительность залпового выброса 20 минут, периодичность 1 раз в год.

В каждом из случаев залповые выбросы - это необходимая на современном этапе развития технологии составная часть (стадия) того или иного технологического процесса (производства), выполняемая, как правило, с заданной периодичностью (регулярностью).

В целом ряде случаев фиксируемые при этом уровни загрязнения воздуха отдельными примесями превышают действующие критерии качества атмосферного воздуха. В этих случаях требуемое качество атмосферного воздуха может быть обеспечено за счет уменьшения количества отходящих веществ во время залповых выбросов от отдельных источников данного предприятия и мероприятий организационного характера, проводимых в масштабе предприятия. Например, изменение графика работы таким образом, чтобы технологические операции с большими выбросами выполнялись в разное время. В частности, для снижения концентрации загрязняющих веществ до ПДК, при возможности организованного управления стадиями технологического процесса (режима работы оборудования), может назначаться специальное время, когда все или большинство из нормально функционирующих источников выбросов (машин и оборудования) данного предприятия имеют перерыв в работе (с момента окончания одного рабочего дня до начала другого) и в течение которого допускаются залповые выбросы. Проведение залповых выбросов в специально выделенное для этого время иногда позволяет обеспечить непревышение критериев качества атмосферного воздуха. В этом случае установление нормативов ПДВ для таких залповых источников выбросов и всех других источников

производится обычным образом, на основании расчетов загрязнения атмосферного воздуха для предприятия в целом на основе многовариантных расчетов.

Залповые выбросы возможны при проверке работоспособности предохранительных клапанов (*залповый выброс*), из блока редуцирования давления при ремонте-осмотре регуляторов давления (*залповый выброс*), при аварийных утечках из запорной арматуры или технологического оборудования при их неисправностях; при ремонтных работах на обвязке и технологическом оборудовании (стравливание, продувка газа в атмосферу). Данные виды работ проводятся по мере необходимости. Для этого на промплощадках НГДУ предусмотрены 74 продувочные свечи на линиях газопроводов технологических печей и котлов. При выбросе газа из свечей в атмосферу выделяется метан, сероводород и меркаптан (СМП).

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций в период эксплуатации объекта может быть нарушение технологического процессов, технические ошибки персонала, отключение систем водоснабжения, энергоснабжения, нарушение противопожарных правил и правил по технике безопасности, природно-климатические факторы и т.п.

С целью предотвращения аварийной ситуации на месторождениях предусмотрен планово-предупредительный ремонт и другие работы по нормальной эксплуатации технологического оборудования (освидетельствование аппаратов, сосудов, работающих под давлением; осмотр диафрагмы; проверка работы редуктора, опорожнение пылеуловителей, замерных линий, линий редуцирования, участков газопроводов, импульсных линий, линий подводящих газопроводов), данные виды работ сопровождаются залповыми выбросами газа в атмосферу, которые являются выбросами в атмосферу.

Аварийные выбросы на территории месторождениях НГДУ «Жылыоймунайгаз» в основном связаны с нарушением технологического режима, значительной изношенностью оборудования и коррозионными процессами. ***По отчетным данным предприятия за последние года на территории НГДУ аварийных разливов и ситуаций не наблюдалось, так ведется контроль качества выполнения работ, соответствия материалов и конструкций установленным требованиям, квалификация и ответственность технических руководителей и исполнителей, организация системы защиты от неблагоприятных стихийных явлений.***

На предприятии разработан план мероприятий по предотвращению аварийных ситуаций и действий персонала при их возникновении. В последнее время состояние оборудования требует значительных ремонтов и дополнительной оснастки, в связи с этим для сокращения аварий на нефтепроводах необходима своевременная их диагностика, планово-предупредительный и капитальный ремонты оборудования с заменой на новое.

Для снижения риска возникновения промышленных аварий и уменьшения ущерба разрабатывается комплекс мер по обеспечению безопасности и ликвидации аварий.

В планах по предупреждению и ликвидации аварий необходимо предусмотреть:

- соблюдение необходимых мер между объектами и опасными участками потенциальных источников возгорания;
- обеспечение беспрепятственного проезда аварийных служб к любой точке производственного участка;
- обеспечение безопасности производства на наиболее опасных участках;
- регулярные технические осмотры оборудования, ремонт и замена неисправных материалов и оборудования;
- применение материалов, оборудования и арматуры, обеспечивающих надежность эксплуатации, термоизоляции горячих поверхностей;
- обучение пересмотра правилам техники безопасности, пожарной безопасности, соблюдению правил эксплуатации при выполнении работ;

- для борьбы с возможным пожаром необходимо предусмотреть достаточное количество противопожарного оборудования, средств индивидуальной защиты и медикаментов.

Залповые выбросы газа от свечей на газопроводах технологических печей и котлов на промплощадках ориентировочно составляют **21,64198 т/год**.

Таблица 7.10 - Выбросы вредных веществ при залповом выбросе

Наименование производств (цехов) и источников выбросов	Наименование вещества	Выбросы веществ, г/с		Периодичность, раз/год	Продолжительность выброса, час., мин.	Годовая величина залповых выбросов,
		по регламенту	залповый выброс			
1	2	3	4	5	6	7
НГДУ	УВ C ₁ - C ₅	-	0,0858	1 раз в год	20	18,94920
	УВ C ₆ - C ₁₀	-	0,00009			0,000000016
	сероводорода	-	0,00316			0,99733
	меркаптан	-	0,00538			1,69545
Всего:			0,0944			21,64198

7.7 Характеристика источников выбросов

Источником загрязнения атмосферы (или источником выброса загрязняющих веществ в атмосферу) является объект, от которого загрязняющие вещества поступают в атмосферу. Выбросы, поступающие в атмосферный воздух от источника выделения загрязняющих веществ через специально сооруженные устройства, классифицируются как организованные, и им присваиваются четырехразрядные номера, начиная с цифры 0001.

Неорганизованными являются выбросы загрязняющих веществ без применения специально сооруженных устройств. Их обозначение начинается с цифры 6001. Источниками выделения вредных веществ являются технологическое оборудование или технологические процессы, от которых в ходе производственного цикла происходят образование вредных веществ.

Инвентаризация источников выбросов показала, что на территории НГДУ «Жылыоймунайгаз» имеются как стационарные источники выбросов, так и передвижные. К передвижным источникам относится спецавтотранспорт.

В состав НГДУ «Жылыоймунайгаз» предприятия входили основные цеха и месторождения, приведенные в таблице 7.11.

Таблица 7.11 - Производственная структура НГДУ «Жылыоймунайгаз»

Нефтедобывающее управление	Куст	Месторождение
НГДУ «Жылыоймунайгаз»	Куст «Прорва»	С.Нуржанова
		НСВ (блок Саркамыс-Каратон)
		Западная Прорва
		Актобе
		Досмухамбетовское
		Карасор Западный
		ЦППН Прорва
		ЦСТ и ТТ (УКПП)
	Куст «Кульсары»	Кульсары
		Косшагыл
		Акинген
		Каратон
		Терен-Узек
		Кисымбай
	Аккудык	

Входящие ранее в куст «Кульсары» месторождения Кошкимбет и Тажигали и Тюлюс в настоящее время законсервированы.

Для обслуживания месторождений, куст «Прорва» и «Кульсары» имеют следующие вспомогательные цеха:

- куст «Прорва», месторождение С.Нуржанова – база производственного обслуживания (БПО): РММ (ремонтно-механические мастерские), УТРО (Участок текущего ремонта объектов), колонна спецтехники и технологического транспорта_ЦТВС (цех тепловодоснабжения),

- куст «Кульсары», промзона г.Кульсары: колонна №1, участок проката и ремонта эксплуатационного оборудования, колонна спецтехники и технологического транспорта, УТРО, ЦТГВС.

На балансе НГДУ «Жылыоймунайгаз» находятся 3 шламонакопителя расположенных на месторождениях:

- куст «Прорва» месторождение Актюбе;
- куст «Кульсары» месторождение Акинген;
- куст «Кульсары» месторождение Каратон.

7.8 Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/г) принятых для расчета ПДВ

В результате обследования, проведенного на площадках НГДУ, определен количественный и качественный состав источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Количество выделяющихся вредных веществ рассчитывалось, по утвержденным методикам МООС РК, представленным в:

- «Методике расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО «КазТрансОйл», Астана, 2005;
- «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», РНД 211.2.02.04-2004, Астана, 2008;
- «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», РНД 211.2.02.03-2004, Астана-2004г.;
- «Методика определения выбросов автотранспорта для сводных расчетов загрязнения атмосферы городов», РНД 211.2.02.11-2004, Астана-2004г.;
- «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана-2005г.;
- Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, Алматы-1996г.;
- Справочник «Охрана атмосферного воздуха. Расчет содержания вредных веществ и их распределения в воздухе».
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» №237 от 20 марта 2015г.
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение 13 к Приказу МООС №100-п от 18 апреля 2008 года;
- Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.

7.9 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ

Результаты расчетов выбросов от организованных и неорганизованных стационарных источников представлены в виде таблицы 3.3 (приложение 2). Таблица составлена с учетом требований РНД 211.2.02.02-97 «Рекомендациями по оформлению и содержанию проекта нормативов ПДВ для предприятий».

7.10 Проведение расчетов и определение предложений нормативов ПДВ

7.10.1 Расчет приземных концентраций

В соответствии с нормативными документами для оценки влияния выбросов вредных веществ, на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Моделирование уровня загрязнения атмосферного воздуха и расчет величин приземных концентраций выполняется по унифицированной программе расчета рассеивания УПРЗА «Эра», версия 2.0, разработанной ООО «Логос плюс» (г.Новосибирск).

Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе проводится в соответствии с требованиями «Методики расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» РНД 211.2.01.01-97.

Данная методика предназначена для расчета приземных концентраций в двухметровом слое над поверхностью земли. При этом «степень опасности загрязнения атмосферного воздуха характеризуется наибольшим рассчитанным значением концентрации, соответствующим неблагоприятным метеорологическим параметрам, в том числе опасной скорости ветра.

Расчет максимальных приземных концентрации, создаваемых выбросами от промышленной площадки выполнен:

- при номинальной загрузке технологического оборудования предприятия;
- при средней температуре самого жаркого месяца;
- без учета фоновых концентраций загрязняющих веществ.

Метеорологические характеристики по району расположения месторождения НГДУ «Жылыоймунайгаз» выданы органами РГП «Казгидромет» МЭГиПР РК по метеостанции Кульсары. Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, приведены в таблице 7.12.

Таблица 7.12 - Метеорологические характеристики района (по м/с Кульсары)

Наименование	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности	1
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, °С	34,5°С
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца года, °С	-11,3°С
Скорость ветра, повторяемость превышений которой составляет 5%	9 м/с
Среднегодовая роза ветров, %	
Румбы	Среднегодовая
С	11
СВ	11
В	26
ЮВ	12
Ю	9
ЮЗ	8
З	13
СЗ	10
штиль	13

Предварительными расчетами определены перечень загрязняющих веществ атмосферного воздуха, для которых необходимо рассчитывать концентрацию и расстояния рассеивания. В таблице 7.13 приводятся расчеты определения перечня ингредиентов, доля которых М/ПДК > Ф.

Таблица 7.13 - Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопас. УВ, мг/м3	Выброс вещества г/с	Средневзвешенная высота, м	М/(ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо)		0.04		0.637735		1.5943	Расчет
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на	0.01	0.001		0.01868		1.868	Расчет
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода)			0.01	0.00000056		0.000056	-
0168	Олово оксид /в пересчете на олово/ (Олово)		0.02					-
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		9.157667	1.0671	22.8942	Расчет
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		6.9774911	0.0538	46.5166	Расчет
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	5	3		78.341770027	0.2834	15.6684	Расчет
0410	Метан (727*)			50	6.1410428	3.3097	0.1228	Расчет
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	122.61970859	0.2193	2.4524	Расчет
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	0.5546363		0.0185	-
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров)	1.5			0.05296		0.0353	-
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		0.047336		0.1578	Расчет
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0.2			0.41999	0.2571	2.0999	Расчет
0621	Метилбензол (349)	0.6			0.0424411		0.0707	-
0627	Этилбензол (675)	0.02			0.00118		0.059	-
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		0.00000172		0.172	Расчет
1023	2,2'-Оксидиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)		0.2		0.1580156		0.079	-
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0.1			0.000069		0.0007	-
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	1	0.5		0.0168		0.0168	-
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5			0.00176		0.0004	-
1119	2-Этоксиэтанол (Этиловый эфир)			0.7	0.000037		0.000052857	-
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый)	0.1			0.000037		0.0004	-
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид)	0.03	0.01		0.23784	0.3791	7.928	Расчет
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.35			0.000037		0.0001	-
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0.006			0.000167539		0.0279	-
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете	0.00005			0.005857343		117.1469	Расчет
1880	Ди(2-гидроксиэтил)амин (Диэтаноламин)			0.05	0.134053049		2.6811	Расчет
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в	5	1.5		0.1108000001	1.9585	0.0222	-
2752	Уайт-спирит (1294*)			1	0.3606		0.3606	Расчет
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			13.7841469	0.0654	13.7841	Расчет
2868	Эмульсол (смесь: вода - 97.6%, нитрит)			0.05	0.00001035		0.0002	-
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		0.6033		1.2066	Расчет

2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0.15	0.05		0.17737		1.1825	Расчет
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль	0.3	0.1		0.1115525		0.3718	Расчет
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04	0.0178		0.445	Расчет
2936	Пыль древесная (1039*)			0.1	0.314		3.14	Расчет
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0184	Свинец и его неорганические соединения /в	0.001	0.0003		0.00056		0.56	Расчет
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		26.148008	1.6968	130.74	Расчет
0302	Азотная кислота (5)	0.4	0.15		0.002008	1.9920	0.005	-
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород)	0.2	0.1		0.000067		0.0003	-
0322	Серная кислота (517)	0.3	0.1		0.00000103		0.000003433	-
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.5	0.05		81.342662063	0.0137	162.6853	Расчет
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			0.0987381443		12.3423	Расчет
0342	Фтористые газообразные соединения	0.02	0.005		0.035983		1.7991	Расчет
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0.2	0.03		0.148968		0.7448	Расчет
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.2510501	0.3591	5.021	Расчет
<p>Примечание. 1. Необходимость расчетов концентраций определяется согласно п.5.21 ОНД-86. Средневзвешенная высота ИЗА определяется по стандартной формуле: $\frac{\sum(H_i * M_i)}{\sum M_i}$, где H_i - фактическая высота ИЗА, M_i - выброс ЗВ, г/с</p> <p>2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - $10 * ПДКс.с.$</p>								

При выполнении расчетов рассеивания загрязняющих веществ были использованы данные по метеоусловиям и розе ветров от РГП на ПХВ «Казгидромет» (приложение 7).

Карты рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы и результаты расчета загрязнения атмосферы представлены таблицами в приложениях 3, 4.

Расчетами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ в расчетных точках, выбрасываемых всеми источниками, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ.

Максимальные значения приземных концентрации по всем веществам не достигают границы СЗЗ предприятия. По результатам расчета рассеивания вредных веществ в атмосферу максимальная концентрация ПДК составляет:

По результатам расчета рассеивания вредных веществ в атмосферу ПДК составляет:

- максимальная концентрация по оксиду железа 0,0070905 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0 ПДК;
- максимальная концентрация по оксиду марганца 0,0266276 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0 ПДК;
- максимальная концентрация по свинцу и его неорг.соед. 0,1090831 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0 ПДК;
- максимальная концентрация по диоксиду азоту 4,8025317 ПДК и достигается в точке $x=-480$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,598 ПДК;
- максимальная концентрация по оксиду азоту 2,4055741 ПДК и достигается в точке $x=-480$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,249 ПДК;
- максимальная концентрация по саже 1,8469729 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,091 ПДК;
- максимальная концентрация по сернистому ангидриду 5,5367455 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,755 ПДК;
- максимальная концентрация по сероводороду 0,2940851 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,037 ПДК;
- максимальная концентрация по окиси углерода 0,5364969 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,333 ПДК;
- максимальная концентрация по фтористые соед. 0,0034781 ПДК и достигается в точке $x=480$, $y=587$, концентрация на границе СЗЗ 0 ПДК;
- максимальная концентрация по углеводороду С1-С5 0,1649922 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,019 ПДК;
- максимальная концентрация по пентилену 0,0038169 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$ концентрация на границе СЗЗ 0 ПДК;
- максимальная концентрация по бензолу 0,0163937 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,001 ПДК;
- максимальная концентрация по диметилбензолу 0,0149231 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,002 ПДК;
- максимальная концентрация по метилбензолу 0,0798 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,001 ПДК;
- максимальная концентрация по этилбензолу 0,0062505 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0 ПДК;
- максимальная концентрация по бенз/а/пирену 0,008376 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0 ПДК;
- максимальная концентрация по метанолу 0,000982 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=1377$, концентрация на границе СЗЗ 0 ПДК;
- максимальная концентрация по проп-2-ен1-аль 0,9705005 ПДК и достигается в точке $x=-408$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,099 ПДК;
- максимальная концентрация по формальдегиду 9,054 ПДК и достигается в точке $x=480$, $y=187$, концентрация на границе СЗЗ 0,099 ПДК;

- максимальная концентрация по меркаптану 3,56403333 ПДК и достигается в точке $x=480$, $y=187$, концентрация на границе СЗЗ 0,439 ПДК;
- максимальная концентрация по бензину 0,0011023 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0 ПДК;
- максимальная концентрация по взвешанным веществам 1,020864 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,979 ПДК;
- максимальная концентрация по группам суммации 0184+0330 - 5,5367455 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,8 ПДК;
- максимальная концентрация по группам суммации 0322+0330 - 5,5367455 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,755 ПДК;
- максимальная концентрация по группам суммации 0330+0333 – 5,8308311 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,781 ПДК;
- максимальная концентрация по группам суммации 0330+0342 – 5,5367455 ПДК и достигается в точке $x=1034$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,755 ПДК;
- максимальная концентрация по группам суммации 0333+1325 – 0,6683503 ПДК и достигается в точке $x=408$, $y=-65$, концентрация на границе СЗЗ 0,091 ПДК;

Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ для промплощадок НГДУ показал, что уровень загрязнения за пределами промышленной площадки составил менее 1 ПДК. Ниже в таблице приведен результаты расчетов и группы суммаций.

Максимальная концентрация на границе СЗЗ наблюдается по взвешенным веществам и составляет 0,8 ПДК. Значения концентраций вредных веществ на границе СЗЗ по всем веществам приведены ниже в таблице.

В группы суммаций входят 10 загрязняющих веществ, которые образуют 7 групп суммаций. Расчеты по группам суммаций также не показали превышений предельно-допустимых концентраций на границе СЗЗ.

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	См	РП	СЗЗ	ФТ	ПДК (ОБУВ) мг/м3	ПДКсс мг/м3	Класс опасн
0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.2932	0.0070	0.0002	0.0003	0.4000000*	0.0400000*	3
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	1.1011	0.0266	0.0008	0.0012	0.0100000	0.0010000	2
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	0.0001	См<0.05	См<0.05	См<0.05	0.0100000	0.0010000	-
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)	60.0038	0.1090	0.0041	0.0060	0.0010000	0.0003000	1
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	586.9208	4.8025	0.5977	0.7583	0.2000000	0.0400000	2
0302	Азотная кислота (5)	0.0121	См<0.05	См<0.05	См<0.05	0.4000000	0.1500000	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	356.7669	2.4055	0.2486	0.3223	0.4000000	0.0600000	3
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0.0002	См<0.05	См<0.05	См<0.05	0.2000000	0.1000000	2
0322	Серная кислота (517)	0.0000	См<0.05	См<0.05	См<0.05	0.3000000	0.1000000	2
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	370.2625	1.8469	0.0914	0.1343	0.1500000	0.0500000	3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	120.5164	5.5367	0.7552	1.0825	0.5000000	0.0500000	3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1.8095	0.2940	0.0372	0.0522	0.0080000	0.0008000	2
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	30.0911	0.5365	0.3331	0.3449	5.0000000	3.0000000	4
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0724	0.0034	0.0003	0.0004	0.0200000	0.0050000	2
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.0337	См<0.05	См<0.05	См<0.05	0.2000000	0.0300000	2

0410	Метан (727*)	0.0377	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	50.0000000	5.0000000	-
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	17.0330	0.1649	0.0192	0.0259	50.0000000	5.0000000	-
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0477	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	30.0000000	3.0000000	-
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	0.1077	0.0038	0.0003	0.0004	1.5000000	0.1500000	4
0602	Бензол (64)	0.4688	0.0163	0.0013	0.0017	0.3000000	0.1000000	2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.7253	0.0149	0.0020	0.0027	0.2000000	0.0200000	3
0621	Метилбензол (349)	0.2005	0.0068	0.0005	0.0007	0.6000000	0.0600000	3
0627	Этилбензол (675)	0.1767	0.0062	0.0005	0.0006	0.0200000	0.0020000	3
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	5.0360	0.0083	0.0003	0.0004	0.0000100*	0.0000010*	1
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0.1429	0.0009	0.0000	0.0001	1.0000000	0.5000000	3
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	0.0005	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	5.0000000	0.5000000	4
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	146.6720	0.9705	0.0988	0.1283	0.0300000	0.0100000	2
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	92.4728	0.5689	0.0601	0.0777	0.0500000	0.0100000	2
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51- 81-88) (526)	19.7202	3.5640	0.4388	0.5852	0.0000500	0.0000050	3
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	0.0524	0.0011	0.0001	0.0002	5.0000000	1.5000000	4
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	51.1666	0.3172	0.0333	0.0430	1.0000000	0.1000000	4
2868	Эмульсол (смесь: вода - 97.6%, нитрит натрия - 0.2%, сода кальцинированная - 0.2% , масло минеральное - 2%) (1435*)	0.0003	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	0.0500000	0.0050000	-
2902	Взвешенные частицы (116)	8.9997	1.0208	0.9791	0.9803	0.5000000	0.1500000	3
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола	1.5062	0.0364	0.0011	0.0017	0.3000000	0.1000000	3

	углей казахстанских								
	месторождений) (494)								
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	1.5691	0.0319	0.0014	0.0022	0.0400000	0.0040000	-	
2936	Пыль древесная (1039*)	336.4496	0.5515	0.0228	0.0333	0.1000000	0.0100000	-	
___27	0184 + 0330	180.5202	5.5367	0.8001	1.1219				
___28	0322 + 0330	120.5164	5.5367	0.7552	1.0825				
___30	0330 + 0333	122.3258	5.8308	0.7807	1.1231				
___35	0330 + 0342	120.5888	5.5367	0.7554	1.0827				
___39	0333 + 1325	94.2822	0.6683	0.0908	0.1141				
___40	0302 + 0316 + 0322	0.0123	См<0.05	См<0.05	См<0.05				
___71	0342 + 0344	0.1062	0.0042	0.0003	0.0005				

Примечания:

1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. См - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДК) - только для модели ОНД
3. "Звездочка" (*) в графе "ПДК" означает, что соответствующее значение взято по 10ПДКсс.
4. Значения максимальной из разовых концентраций в графах "РП" (по расчетному прямоугольнику), "СЗЗ" (по санитарно-защитной зоне), "ФТ" (в заданных группах фиксированных точек приведены в

По условиям самоочищения атмосферы от промышленных выбросов это относительно благоприятный район. Дополнительный вклад по созданию условий самоочищения атмосферы в приземном слое вносят такие климатические факторы, как осадки, метели, грозы и град. Большие скорости ветра, практически отсутствие штилей в течение всего года создают условия для быстрого рассеивания вредных промышленных выбросов в приземном слое.

Загрязнения атмосферного воздуха сопредельных территорий в результате трансграничного переноса воздушных масс, содержащих вредные выбросы, не прогнозируется.

7.10.2 Предложения по установлению нормативов ПДВ

Предложения по нормативам ПДВ по каждому источнику и ингредиенту отражены в таблицах 3.3. и 3.6 и представлен в приложении 2 проекта ПДВ. Анализ результатов расчетов приземных концентраций загрязняющих веществ в зоне влияния предприятия показал, что превышения нормативного показателя не наблюдается, следовательно расчетные значения выбросов загрязняющих веществ можно принять как предельно-допустимые выбросы.

На основе проведенных расчетов и результатов расчетов приземных концентрации вредных веществ, предлагается установить нормативы выбросов загрязняющих веществ для НГДУ «Жылоймунайгаз» по расчетным показателям.

Анализ результатов сравнения показателей лимитов и фактических данных приведены в нижеследующей таблице 7.14.

Таблица 7.14 - Обоснование разниц между разрешенными лимитами и фактическими выбросами ЗВ

Годы	Разрешенный лимит выбросов, т/год	Фактические выбросы ЗВ, т/г	Примечания	Обоснование уменьшения фактических валовых вредных выбросов
1	2	3	4	5
2013	4115,161933	3872,327070	Годовая добыча нефти – 935437тн; Годовая добыча газа – 132757,736тыс. м ³ ; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 47951,8тыс. м ³ ; неизбежное сжигание на факелах - 84805,936 тыс.м ³ . Использование природного газа – 2753,69тыс. м ³	В расчетах проекта ПДВ на 2013 год объем используемого попутного и природного газа печами подогрева нефти был взят на основании паспортных данных, но фактический объем используемого природного газа печами подогрева нефти оказался меньше чем расчетный.
2014	4603,687917	2838,77691529	Годовая добыча нефти – 964500тн; Годовая добыча газа – 133922,51тыс. м ³ ; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 48935,33тыс. м ³ ; неизбежное сжигание на факелах - 84987,18 тыс.м ³ . Использование природного газа – 2596,086 тыс. м ³	В расчетах проекта ПДВ на 2014 год не произведен расчет выброса сернистого ангидрида на факелах ЦППН и УБС, а объем используемого природного газа печами подогрева нефти и котлов отопления был взят на основании паспортных данных, но фактический объем используемого природного газа оказался меньше чем расчетный.
2015	3309,6505760	3008,00065850	Годовая добыча нефти – 962600 тн; Годовая добыча газа – 133 417,811 тыс. м ³ ;	В расчетах проекта ПДВ на 2015 год объем используемого попутного газа печами подогрева нефти

			Использование газа на собственные нужды НГДУ – 48 417,831 тыс. м ³ ; неизбежное сжигание на факелах- 84 999,980 тыс. м ³ .Использование природного газа – 2707,986 тыс. м ³	и котлов отопления был взят на основании паспортных данных. Но фактический объем используемого природного газа оказался меньше чем расчетный..
2016	3221,47191325	2901,7563539	Годовая добыча нефти – 989140тн; Годовая добыча газа – 132 095,555тыс. м ³ ; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 47 095,701тыс. м ³ ; неизбежное сжигание на факелах - 84 999,854 тыс. м ³ . Использование природного газа – 2177,986 тыс. м ³	В расчетах проекта ПДВ на 2016 год изменились масс.ед. компонентного состава газа на факелах ЦППН и УБС. Объем используемого природного газа печами подогрева нефти и котлов отопления был взят на основании паспортных данных. Но фактический объем используемого природного газа оказался меньше чем расчетный.
2017	8071,943869	3285,84444 тн	Добыча нефти за 2017г – 1 034 925 тн. Добыча газа за 2017 год – 146834,357тыс. м ³ ; использование газа на собственные нужды НГДУ – 48 539,161тыс. м ³ ; неизбежное сжигание газа на факелах – 93 657,898тыс. м ³ ; передано товарного газа - 4 637,298 тыс.м ³ . Использование природного газа за 2017 год составило 2485,625 тыс. м ³	Значительное увеличение разрешенного лимита по сравнению с предыдущими годами связано с увеличением объема газа на факелах ФНД и ФВД при пуско-наладочных и планово-предупредительных работах на установке серочистки Прорвинских месторождений с июня месяца 2017 года. Объем используемого природного газа печами подогрева нефти и котлов отопления был взят на основании паспортных данных. Но фактический объем используемого природного газа оказался меньше чем расчетный.
2018	2694,3155	2667,904769тн	Добыча нефти за 2018 г – 1 109 859тн. Добыча газа за 2018 год – 163 878,596тыс. м ³ ; использование газа на собственные нужды НГДУ – 51 585,483тыс. м ³ ; неизбежное сжигание газа на факелах – 14 717,616тыс. м ³ ; передано товарного газа - 97 575,497 тыс.м ³ . Использование природного газа за 2018 год составило 2 337,881тыс. м ³	Незначительное уменьшение выбросов связано с тем, что объем используемого природного газа печами подогрева нефти и котлов отопления был взят на основании паспортных данных. Но фактический объем используемого природного газа оказался меньше чем расчетный.
2019	2459,438544	1705,8430018	Добыча нефти за 2019 г – 1 120 416 тн. Добыча газа за 2019 год – 194 464,98тыс. м ³ ; использование газа на	Значительное уменьшение фактических ВВВ по сравнению с предыдущим годом связано с уменьшением объема сжигания газа на

			<p>собственные нужды НГДУ – 42 287,391тыс. м3; неизбежное сжигание газа на факелах – 24 571,444тыс. м3; передано товарного газа - 127606,145тыс.м3. Использование природного газа за 2019 год составило 1758,726тыс. м3</p>	<p>факелах в связи с вводом в эксплуатацию установки ЛОКАТ. Объем используемого природного газа печами подогрева нефти и котлов отопления был взят на основании паспортных данных. Но фактический объем используемого природного газа оказался меньше чем расчетный.</p>
2020 9 мес.	2498,7036024	1485,7940718	<p>Добыча нефти за 9 мес 2020 г – 725 276 тн. Добыча газа за 9 мес 2020 год – 125 181,619тыс. м3; использование газа на собственные нужды НГДУ – 24 294,634тыс. м3; неизбежное сжигание газа на факелах 17 927,125тыс. м3; передано товарного газа - 82 959,860тыс.м3. Использование природного газа за 9 мес 2020 год составило 1071,426тыс. м3</p>	<p>Незначительное увеличение разрешенного лимита по сравнению с предыдущими годами связано с включением новых источников. Объем используемого природного газа печами подогрева нефти и котлов отопления был взят на основании паспортных данных. Но фактический объем используемого природного газа оказался меньше чем расчетный.</p>

7.10.3 Мероприятия по снижению выбросов в атмосферу для достижения нормативов ПДВ

Специальные мероприятия по снижению объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период нормирования не предусматриваются, так как на границе СЗЗ по всем загрязняющим веществам приземные концентрации не превышают предельно-допустимых значений, установленных санитарными нормами.

Для уменьшения влияния работающего технологического оборудования предприятия на состояние атмосферного воздуха, снижения приземных концентраций и предотвращения сверхнормативных и аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу на предприятии проводятся следующие мероприятия:

- тщательная технологическая регламентация проведения работ;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдению правил эксплуатации при выполнении работ;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта с целью контроля токсичности выбросов.

В качестве организационных мероприятий по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предлагаются мероприятия общего характера: производить полив территории промплощадок для снижения пыления в летнее время, влажную уборку помещений, контроль за технологическим режимом работы оборудования.

Реализация этих мероприятий в сочетании с хорошей организацией производственного процесса и производственного контроля за состоянием окружающей среды, позволит обеспечить соблюдение нормативов предельно-допустимых выбросов и уменьшить негативную нагрузку на воздушный бассейн.

В настоящее время на промплощадках НГДУ налив нефтепродукта осуществляется под слой нефтепродукта т.е. нижний налив, а не подающей струей, следовательно согласно Приложения №18 РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов

в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г. выбросы загрязняющих веществ сокращаются на 50 %.

7.10.4 Размер санитарно-защитной зоны

Санитарно-защитная зона (СЗЗ) устанавливается с целью обеспечения безопасности населения, размер которой обеспечивает уменьшение воздействия загрязнения на атмосферный воздух (химического, биологического, физического) до значений, установленных гигиеническими нормативами.

По своему функциональному назначению СЗЗ является защитным барьером, обеспечивающим уровень безопасности населения при эксплуатации объекта в штатном режиме.

Критерием для определения размера СЗЗ является соответствие на ее внешней границе и за ее пределами концентрации загрязняющих веществ для атмосферного воздуха ПДК.

Источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека являются объекты, для которых уровни создаваемого загрязнения за пределами промышленной площадки превышают 1.0 ПДК.

Для группы производственных объектов, расположенной на общей производственной площадке, устанавливается единая СЗЗ с учетом суммарных выбросов в атмосферный воздух и физического воздействия всех источников.

Размеры санитарно-защитной зоны (СЗЗ) предприятий принимаются в соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденными Приказом Министра Национальной экономики РК от 20 марта 2015 года №237.

Ранее компанией АО «Эмбаунайгаз» был составлен и утвержден проектный документ «Проект обоснования размера санитарно-защитной зоны для НГДУ «Жылыоймунайгаз» АО «Эмбаунайгаз», далее согласно выданному заключению (№ Е.04.Х.КZ73VBS00023151 от 09.03.2016г) Департаментом по защите прав потребителей Атырауской области по вышеназванному проектному документу для НГДУ «Жылыоймунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» было установлено СЗЗ не менее 1000м (копия заключения СЭС прилагается).

7.11 Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ

Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемое выбросами предприятий в большой степени зависит от метеорологических условий. В отдельные периоды года, когда метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы, концентрации примесей в воздухе могут резко возрастать. Чтобы в эти периоды не допускать возникновения высокого уровня загрязнения, необходимо заблаговременное прогнозирование таких условий и своевременное сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу от предприятия. Прогнозирование периодов неблагоприятных метеорологических условий (НМУ) на территории Республики Казахстан осуществляют органы РГП «Казгидромет». Регулирование выбросов осуществляется с учетом прогноза НМУ на основе предупреждений о возможном росте концентраций примесей в воздухе с целью его предотвращения.

Для существующих источников выбросов предприятий в соответствии с Приложением 40 к приказу Министра охраны окружающей среды от 29 ноября 2010 года № 298, предусматривается в периоды НМУ снижение приземных концентраций загрязняющих веществ по первому режиму на 20 %, по второму режиму на 40 %, по третьему режиму на 60 %.

При первом режиме работы предприятия снижение выбросов достигается за счет проведения следующих организационно-технических мероприятий без снижения производительности предприятия:

- запрещение работы оборудования на форсированных режимах;
- усиление контроля за точным соблюдением технологического регламента производства;
- рассредоточение во времени работы технологических агрегатов, не участвующих в едином технологическом процессе, при работе которых выбросы загрязняющих веществ в атмосферу достигают максимальных значений;
- усиление контроля за работой КИП и автоматических систем управления технологическим процессом для исключения возникновения ситуаций, сопровождающихся аварийными и залповыми выбросами;
- усиление контроля за герметичностью технологического оборудования;
- обеспечение бесперебойной работы всех очистных систем и сооружений и их отдельных элементов, при этом не допускается снижение их производительности или отключение на профилактические осмотры, ревизии и ремонты;
- проведение внеплановых проверок автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных со значительными выделениями в атмосферу загрязняющих веществ;
- интенсифицированные влажной уборки производственных помещений и территории предприятия, где это допускается правилами техники безопасности;
- обеспечение инструментального контроля выбросов загрязняющих веществ в атмосферу непосредственно на источниках и на границе СЗЗ;
- использование запаса высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ;
- усиление контроля за соблюдением правил техники безопасности и противопожарных норм.

При втором режиме работы предприятия дополнительно к организационно-техническим мероприятиям проводятся мероприятия, влияющие на технологические процессы и сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия. К дополнительным мероприятиям относятся следующие:

- снижение нагрузки на энергетические установки на 15%;
- использование газа для работы энергетических установок;
- прекращение ремонтных работ и работ по пуску оборудования во время плановых предупредительных ремонтов;
- прекращение испытания оборудования на испытательных стендах;
- ограничение использования автотранспорта на предприятии;

Мероприятия третьего режима работы предприятия включают в себя все мероприятия, разработанные для первого и второго режимов, а также мероприятия, влияющие на технологические процессы, осуществление которых позволяет снизить выбросы вредных веществ за счет временного сокращения производительности предприятия. При объявлении работы по третьему режиму НМУ для предприятия с непрерывным технологическим процессом, к которым относятся и электростанции, не представляется возможным выполнить остановку оборудования, так как это к дополнительным выбросам загрязняющих веществ и созданию аварийной ситуации. При третьем режиме НМУ возможно проведение следующих дополнительных мероприятий:

- снижение нагрузки энергетических установок на 25 %;
- прекращение движения автомобильного транспорта.

На месторождениях НГДУ «Жылоймунайгаз» на период НМУ разработан только одно мероприятие по ограничению подачи газа по трем режимам.

Ограничение подачи газа осуществляется в стационарных источниках в количестве - 336 ед.

7.11.1 Мероприятия по защите населения от воздействия выбросов вредных химических примесей в атмосферный воздух

Методы защиты при работе с токсичными веществами. При проектировании и эксплуатации производств необходимо помнить о наличии двух аспектов проблемы химической безопасности: профилактика интоксикации непосредственно на рабочем месте и опасность аварийных выбросов как на территорию предприятия, так и за пределы промышленной зоны.

Рабочей зоной следует считать пространство высотой до 2 м над уровнем пола или площадки, на которой находятся места постоянного или временного пребывания работающих.

Основные мероприятия по предупреждению производственных отравлений на рабочем месте можно подразделить на технические, медико-санитарные и организационные.

Технические мероприятия. В зависимости от класса опасности вещества проектировщики принимают то или иное оформление зданий, аппаратов, технологических процессов - это одно из направлений профилактики производственных отравлений.

Основными направлениями, цель которых - не допустить поступления в воздух вредных примесей, являются следующие:

1. замена ядовитых веществ неядовитыми или менее ядовитыми. Большое гигиеническое значение имеют замена пылящих порошков гранулами, пастами, что резко уменьшает пылевыделение; использование в составе полимерной композиции инертных добавок (сорбентов), обладающих способностью связывать остаточные мономеры и другие примеси;

2. гигиеническая стандартизация химического сырья и продукции. Примерами могут служить ограничение содержания ароматических углеводородов в бензинах, альдегидов, метилового спирта и фурфурола - в гидролизном спирте. Улучшения гигиенических свойств полимерных материалов можно достичь, повышая чистоту исходного сырья (мономеров, добавок, вспомогательных веществ) и максимально снижая содержание остаточных мономеров отмывкой полимера водой, острым паром, вакуумированием на стадии грануляции и др.; введением в нормативную документацию на полимерные материалы показателя "содержание остаточных мономеров";

3. герметизация оборудования и коммуникаций, оснащение оборудования дегазационными устройствами;

4. систематическое проведение текущего, планово-предупредительного и капитального ремонта оборудования и коммуникаций.

Под особым контролем должно находиться оборудование, действующее под давлением и содержащее коррозионно-активные продукты.

Так как при осуществлении всех вышперечисленных технических мероприятий в производственных условиях все же не всегда исключено выделение в воздух ядовитых веществ, для оздоровления воздушной среды применяют вентиляцию. Наиболее целесообразной системой является местная искусственная вентиляция, обеспечивающая удаление вредных веществ прямо от места их выделения. Кроме того, практически во всех помещениях, где используются вредные вещества, должна быть предусмотрена и общеобменная вентиляция.

Медико-санитарные мероприятия, к ним относятся:

1. регистрация и расследование причин всех случаев производственных отравлений;
2. предварительные и периодические медицинские осмотры;
3. систематический контроль за состоянием воздушной среды;
4. обеспечение рационального питания;
5. использование антидотов (противоядий) в профилактике профессиональных заболеваний.

Организационные мероприятия: проведение инструктажа и организация рабочего места.

Конечной целью всех этих мероприятий должна быть полная очистка воздуха рабочей зоны от примесей вредных веществ. Однако такое состояние воздушной среды производственных помещений в настоящее время практически недостижимо, поэтому содержание вредных веществ в воздухе производственных помещений не должно превышать предельно допустимых концентраций.

Средства индивидуальной защиты являются дополнительной мерой защиты работающих от вредного воздействия производственных факторов. Индивидуальная защита работающих в производственных условиях обеспечивается целесообразным применением спецодежды и спецобуви. Средства индивидуальной защиты применяют для предохранения дыхательных путей, органов зрения, а также кожных покровов от воздействия неблагоприятных факторов окружающей среды.

К средствам индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) относятся фильтрующие респираторы и противогазы, изолирующие защитные приспособления, которые ингаляционно защищают организм от вредных для здоровья аэрозолей, паров и газов.

Все средства индивидуальной защиты органов дыхания по принципу действия делятся на два типа: фильтрующие и изолирующие. При использовании фильтрующих респираторов и противогазов вдыхаемый человеком воздух очищается в фильтрах или специальных поглотителях от присутствующих в нем вредных примесей. Изолирующие СИЗОД применяются при неограниченных концентрациях вредных веществ и недостатке кислорода.

К изолирующим СИЗОД относятся шланговые и кислородные дыхательные аппараты. При использовании шланговых СИЗОД защита органов дыхания обеспечивается подачей извне атмосферного или сжатого воздуха, подвергнутого предварительной очистке. Кислородные изолирующие дыхательные аппараты применяют обычно при проведении аварийных и спасательных работ.

Следует, однако, заметить, что применение СИЗОД при длительном непрерывном использовании затрудняет выполнение работы.

Для защиты глаз от действия на них различных вредных факторов применяют защитные очки и щитки.

Для защиты рук используют перчатки, профилактические пасты, мази, специальные моющие и очищающие средства.

Различного рода неисправности и выход из строя механизмов, агрегатов, автоматизированных систем, а также нарушения правил хранения и техники безопасности при использовании токсичных веществ (ТВ) могут в условиях производства привести к их попаданию в воздушную среду рабочей зоны, и если аварийные ситуации не удастся локализовать, то ТВ выходят за пределы промышленного объекта и становятся источником химической опасности для расположенных поблизости населенных пунктов.

При этом многие ТВ в виде газа или пара быстро распространяются в окружающей среде и создают очаги химического заражения, подчас охватывающие значительные (до нескольких десятков километров в радиусе) территории.

Мероприятия по защите населения от воздействия физического воздействия

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике, применение, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

Предельно допустимые уровни (далее – ПДУ) вредного воздействия физических факторов на здоровье работающих соответствуют требованиям приказа Министерства национальной экономики от 28 февраля 2015 года №169 «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека», предельно-допустимый уровень шума на производственных предприятиях не должны превышать 80 дБа.

Для защиты персонала от шума - одной из форм физического воздействия, адаптация к которой невозможна, проектом предусматривается:

- установка оборудования - изолированно от мест нахождения обслуживающего персонала (установка в закрытых помещениях или снаружи зданий);
- все вентиляторы на виброоснованиях;
- персонал обеспечен индивидуальными средствами защиты от шума.

Методы защиты от вибраций включают в себя способы и приемы по снижению вибрации как в источнике их возникновения, так и на путях распространения упругих колебаний в различных средах.

Эффективным методом снижения вибраций в источнике является выбор оптимальных режимов работы, состоящий, главным образом, в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов.

7.12 Контроль за соблюдением нормативов ПДВ

Контроль за соблюдением нормативов ПДВ проводится в соответствии с ОНД-90. Ответственность за проведение регулярного контроля за выбросами загрязняющих веществ и своевременную отчетность возлагается на администрацию предприятия.

Максимальный выброс (г/с) не должен превышать установленного контрольного значения ПДВ для каждого источника, годовой выброс (т/год) не должен превышать установленного значения ПДВ. В основу системы контроля положено определение величины выбросов вредных веществ в атмосферу и сравнение их с нормативными значениями.

Различают 2 вида контроля: государственный и производственный.

Для определения частоты планового государственного контроля предприятия определяют категорию опасности вещества. Источники первой категории опасности подлежат систематическому контролю не реже одного раза в квартал. В соответствии с РНД 211.3.01.06-97 в число обязательно контролируемых веществ должны быть включены все виды пыли, сернистый ангидрид, оксиды азота и углерода. Контроль соблюдения параметров нормативов эмиссий осуществляется непосредственно на источниках выбросов. Контроль проводится силами предприятия, если имеется аккредитованная лаборатория или по договору со специализированной организацией, которая имеет лицензию на право выполнения данных работ, а также аттестат аккредитации химической лаборатории.

Согласно Экологическому Кодексу Республики Казахстан Производственный экологический контроль проводится природопользователем на основе программы производственного экологического контроля, разрабатываемой природопользователем и согласованной с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Производственный мониторинг является элементом производственного экологического контроля, выполняемым для получения объективных данных с установленной периодичностью.

Система контроля ИЗА функционирует в 3-х уровнях: государственном, отраслевом и производственном. Виды контроля ИЗА классифицируются по признакам:

по способу определения параметра:

- инструментальный,
- инструментально-лабораторный,
- индикаторный,
- расчетный, по результатам анализа фактического загрязнения атмосферы;

по месту контроля: на источнике загрязнения;

- по объему: полный и выборочный;
- по частоте измерений: эпизодический и систематический;
- по форме проведения: плановый и экстренный.

При выполнении производственного контроля ИЗА службами предприятия производится:

- первичный учет видов и количества загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в утвержденном порядке;
- определение номенклатуры и количества загрязняющих веществ с помощью инструментальных, инструментально-лабораторных или расчетных методов;
- составление отчета о вредных воздействиях по утвержденным формам;
- передача информации по превышению нормативов в результате аварийных ситуаций.

Контроль над соблюдением нормативов ПДВ на предприятии подразделяются на следующие виды:

- непосредственно на источниках выбросов;
- по фактическому загрязнению атмосферы воздуха на специально выбранных контрольных точках (постах);
- на постах, установленных на границе СЗЗ или в селитебной зоне района, в котором расположено предприятие.

Таблица 7.15 - Класс опасности

Класс опасности	Класс опасности			
	1	2	3	4
Q	1,7	1,3	1,0	0,9

Расчет критериев опасности выбрасываемых веществ в атмосферу произведен в соответствии с требованиями «Руководства по контролю источников загрязнения атмосферы». Результаты расчета приведены в таблице 7.16.

Определение категории опасности источников выбросов вредных веществ проведено на основании «Рекомендаций по делению предприятий на категории опасности».

Категория опасности предприятия рассчитывается по формуле:

$$KOB_i = \left(\frac{M_i}{ПДК_{с.с.}} \right)^q,$$

где: M - масса выброса i -того вещества, т/г;

$ПДК_{с/с}$ - среднесуточная ПДК i -того вещества, мг/м³;

q - константа, позволяющая соотнести степень вредности;

i - того вещества с вредностью сернистого газа.

Категорию опасности выбросов от представленного объекта определяют, исходя из полученного значения критерия опасности КОВ в соответствии с таблицей 7.15.

Таблица 7.16 - Расчет критериев опасности (КОВ) на существующее положение на 2022г

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Выброс вещества, усл.т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо)		0.04		3	0.637735	4.358424	108.9606	108.9606
0143	Марганец и его соединения /в	0.01	0.001		2	0.01868	0.094897	371.9018	94.897
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода)			0.01		0.00000056	0.00001201	0	0.001201
0168	Олово оксид /в пересчете на олово/		0.02		3		0.00001	0	0.0005
0184	Свинец и его неорганические	0.001	0.0003		1	0.00056	0.00062	3.4353	2.06666667
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.2	0.04		2	26,161608	302,08364	110023,987	7552,09101
0302	Азотная кислота (5)	0.4	0.15		2	0.002008	0.06864	0	0.4576
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	9.157667	66.9287874	1115.4798	1115.47979
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота)	0.2	0.1		2	0.000067	0.000563	0	0.00563
0322	Серная кислота (517)	0.3	0.1		2	0.00000103	0.00000067	0	0.0000067
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.15	0.05		3	6,9865911	22,808365	456,1673	456,1673
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.5	0.05		3	81.342662063	222.17674773	4443.535	4443.53495
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0.0987381443	2.1109681	1405.4299	263.871013
0337	Углерод оксид (Окись углерода)	5	3		4	78,43257003	497,685465	99,5062	165,895155
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		2	0.035983	0.014556	4.0114	2.9112
0344	Фториды неорганические плохо	0.2	0.03		2	0.148968	0.041545	1.5269	1.38483333
0410	Метан (727*)			50		6,1433428	147,136037	2,9427	2,94272074
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		122.61970859	242.19611772	4.8439	4.84392235
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0.5546363	2.0172016006	0	0.06724005
0501	Пентилены (амилены – смесь)	1.5			4	0.05296	0.011792	0	0.00786133
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.047336	0.0135368	0	0.135368
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-)	0.2			3	0.41999	2.04696	10.2348	10.2348
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.0424411	0.50289588	0	0.8381598
0627	Этилбензол (675)	0.02			3	0.00118	0.00028	0	0.014
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	0.00000172	0.00000257	4.9761	2.57
1023	2,2'-Оксиэтанол (Дигликоль,		0.2		4	0.1580156	4.6018069	16.8155	23.0090345
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0.1			3	0.000069	0.18	1.8	1.8
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	1	0.5		3	0.0168	0.5316	1.0632	1.0632
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5			4	0.00176	0.258036	0	0.0516072
1119	2-Этоксиэтанол (Этиловый эфир			0.7		0.000037	0.096	0	0.13714286
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты	0.1			4	0.000037	0.096	0	0.96
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	0.03	0.01		2	0.23784	0.79663	296.2331	79.663

1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.2510501	0.80015	297.9359	80.015
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.35			4	0.000037	0.096	0	0.27428571
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0.006			4	0.000167539	0.004531757	0	0.75529283
1716	Смесь природных меркаптанов /в	0.00005			3	0.005857343	1.7001801001	34003.602	34003.602
1880	Ди(2-гидроксиэтил)амин			0.05		0.134053049	4.1331743	82.6635	82.663486
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в	5	1.5		4	0.1108000001	3.437835	2.1095	2.29189
2752	Уайт-спирит (1294*)			1		0.3606	0.3375	0	0.3375
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	13.7841469	352.08894957	195.8787	352.08895
2868	Эмульсол (смесь: вода - 97.6%,			0.05		0.00001035	0.00007005	0	0.001401
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		3	0.6033	3.717307	24.782	24.7820467
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0.15	0.05		3	0.17737	5.4437	108.874	108.874
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот,	0.3	0.1		3	0.1115525	0.644628	6.4463	6.44628
2930	Пыль абразивная (Корунд белый)			0.04		0.0178	0.072704	1.8176	1.8176
2936	Пыль древесная (1039*)			0.1		0.314	1.657	16.57	16.57
	В С Е Г О:					349,19075	1892,825	153113,5	

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; "ПДК" - ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ; "а" - константа, зависящая от класса опасности ЗВ
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

7.13 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Характеристики источников выделения ЗВ и источников загрязнения атмосферы представлены в таблице 3.15 (приложение 2). В таблице приведены: перечень ЗВ, содержащихся в выбросах, их ПДК и классы опасности ЗВ.

Максимально-разовые и средне-суточные предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не должны превышать ПДК, установленных в требовании приказа Министра национальной экономики РК «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» №168 от 28.02.2015г.

Таблица 7.17 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу по месторождениям НГДУ «Жылоймунайгаз» на 2022г

Код загр. вещества	Наименование вещества	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
по месторождениям НГДУ "Жылоймунайгаз"				
Куст «Кульсары» Месторождение Терень-Узек				
1	2	3	4	5
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,02546	0,2443
0143	Марганец и его соединения	2	0,00097	0,0066
0301	Азота (IV) диоксид	2	0,30896	1,70073
0304	Азот (II) оксид	3	0,31199	0,60176
0328	Углерод	3	0,0389	0,0524
0330	Сера диоксид	3	0,195596	0,509019
0337	Углерод оксид	4	0,43797	8,53845
0342	Фтористые газообразные	2	0,00029	0,00144
0344	Фториды неорганические	2	0,00083	0,0041
0410	Метан		0,095	5,2316
0415	Смесь углеводородов C1-C5		6,236357	17,910242
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,0094	0,0126
1325	Формальдегид	2	0,0094	0,0126
2754	Алканы C12-19	4	0,0935	0,126
2908	Пыль неорганическая, 70-20 %	3	0,00036	0,00175
В С Е Г О:			7,764983	34,95359
Месторождение Каратон, ПНН Каратон				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,044044	0,12
0143	Марганец и его соединения	2	0,001046	0,0027
0301	Азота (IV) диоксид	2	0,782674	2,35955
0302	Азотная кислота	2	0,0004	0,0137
0304	Азот (II) оксид	3	0,353701	0,58227
0328	Углерод	3	0,03071	0,03315
0330	Сера диоксид	3	0,2812667	0,312779
0337	Углерод оксид	4	0,592977	8,525505
0342	Фтористые газообразные	2	0,00019	0,00046
0344	Фториды неорганические	2	0,000558	0,0014
0410	Метан		0,16232	2,69958
0415	Смесь углеводородов C1-C5		6,7099651	1,30077
0616	Диметилбензол	3	0,0108	0,3416
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,01093	0,00797
1325	Формальдегид	2	0,0197	0,00797
2704	Бензин	4	0,0217	0,6833
2754	Алканы C12-19	4	3,452156	104,983796
2908	Пыль неорганическая, 70-20 %	3	0,0002364	0,00056
В С Е Г О:			12,475374	121,9771

Месторождение Акинген				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,0247	0,1729
0143	Марганец и его соединения	2	0,00088	0,0044
0301	Азота (IV) диоксид	2	0,787732	2,193129
0302	Азотная кислота	2	0,0004	0,01366
0304	Азот (II) оксид	3	0,338562	0,583111
0328	Углерод	3	0,314401	0,4929
0330	Сера диоксид	3	0,1034401	0,1895926
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	2	0,000001005	0,00000201
0337	Углерод оксид	4	3,538141	10,5202874
0342	Фтористые газообразные	2	0,00025	0,00086
0344	Фториды неорганические плохо	2	0,000724	0,0025
0410	Метан		0,306751	6,279421
0415	Смесь углеводородов C1-C5		6,1375248	9,89139
0416	Смесь углеводородов C6-C10		0,00007	0,00238
0616	Диметилбензол	3	0,0108	0,34164
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,0102	0,0126
1325	Формальдегид	2	0,0019001	0,0126
2704	Бензин	4	0,0217	0,6833
2754	Алканы C12-19	4	2,39692	72,5049
2908	Пыль неорганическая, 70-20 %	3	0,000305	0,00105
В С Е Г О:			13,995402	103,9026
Месторождение Кульсары				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,0224	0,1698
0143	Марганец и его соединения	2	0,00058	0,004
0301	Азота (IV) диоксид)	2	0,01813	0,1144
0302	Азотная кислота (5)	2	0,0004	0,0137
0330	Сера диоксид	3	0,013344	0,0458
0333	Сероводород	2	0,00001	0,00021
0337	Углерод оксид	4	0,015	0,1149
0342	Фтористые газообразные	2	0,00011	0,00069
0344	Фториды неорганические	2	0,0003	0,002
0415	Смесь углеводородов C1-C5		14,38152	3,078098
0616	Диметилбензол	3	0,0108	0,34164
1716	Смесь природных меркаптанов	3	0,00012	0,00377
2704	Бензин	4	0,0217	0,68328
2908	Пыль неорганическая, 70-20 %	3	0,000125	0,00084
В С Е Г О:			14,484539	4,573128
Месторождение Косшагыл				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,0214	0,0604
0143	Марганец и его соединения	2	0,00044	0,0017
0301	Азота (IV) диоксид)	2	0,220321	0,3771
0304	Азот (II) оксид	3	0,236833	0,4094
0328	Углерод	3	0,0311	0,0524
0330	Сера диоксид	3	0,1135281	0,13014
0337	Углерод оксид	4	0,168789	0,3032
0342	Фтористые газообразные	2	0,000056	0,0004
0344	Фториды неорганические	2	0,000177	0,0012
0415	Смесь углеводородов C1-C5		12,2769865	1,338521
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,0075	0,0126
1325	Формальдегид	2	0,0075	0,0126
2754	Алканы C12-19	4	0,0743	0,126
2908	Пыль неорганическая, 70-20 %	3	0,000073	0,00049
В С Е Г О:			13,159004	2,826151

Месторождение Кисимбай, ППН Кисимбай				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,04487	0,1343
0143	Марганец и его соединения	2	0,001151	0,0046
0301	Азота (IV) диоксид	2	1,369857	6,37409
0302	Азотная кислота	2	0,0004	0,0137
0304	Азот (II) оксид	3	0,65109	1,67398
0328	Углерод	3	0,21684	0,3015
0330	Сера диоксид	3	0,27191109	0,3334716
0333	Сероводород	2	0,000104099	0,00341714
0337	Углерод оксид	4	2,41343	21,50875
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,00024	0,00127
0344	Фториды неорганические	2	0,00067	0,0037
0410	Метан		0,177451	4,092101
0415	Смесь углеводородов C1-C5		5,784128	7,689357
0416	Смесь углеводородов C6-C10		0,000122	0,00394
0616	Диметилбензол	3	0,0108	0,3416
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,01928	0,0252
1325	Формальдегид	2	0,01928	0,0252
2704	Бензин	4	0,0217	0,6833
2754	Алканы C12-19	4	0,19895	0,47089
2908	Пыль неорганическая, 70-20 %	3	0,00029	0,00154
В С Е Г О:			11,202564	43,68591
Месторождение Аккудук				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,02125	0,1108
0143	Марганец и его соединения	2	0,0004	0,0021
0301	Азота (IV) диоксид	2	0,20164	0,92812
0304	Азот (II) оксид	3	0,184032	0,2521
0328	Углерод	3	0,0336	0,03243
0330	Сера диоксид	3	0,0588994	0,040163
0337	Углерод оксид	4	0,35569	3,7699
0342	Фтористые газообразные	2	0,00004	0,0002
0344	Фториды неорганические	2	0,0001	0,0007
0410	Метан		0,11799	3,6422
0415	Смесь углеводородов C1-C5		6,762682	4,197099
0416	Смесь углеводородов C6-C10		0,000172	0,004895
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,0055	0,0042
1325	Формальдегид	2	0,0055	0,0042
2754	Алканы C12-19	4	0,0553	0,0418
2908	Пыль неорганическая, 70-20 %	3	0,0001	0,0003
В С Е Г О:			7,8028954	13,03121
ЦПРЭО Прорва				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,044856	0,23594
0143	Марганец и его соединения	2	0,001162	0,00613
0301	Азота (IV) диоксид	2	0,691623	1,74427
0304	Азот (II) оксид	3	0,72104	0,58456
0328	Углерод	3	0,09159	0,0519
0330	Сера диоксид	3	0,18436	0,132103
0337	Углерод оксид	4	0,62117	4,26059
0342	Фтористые газообразные	2	0,00024	0,001265
0344	Фториды неорганические	2	0,000689	0,00363
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,02201	0,0125
1325	Формальдегид	2	0,02201	0,0125
2754	Алканы C12-19	4	0,21993	0,12459
2908	Пыль неорганическая, 70-20%	3	0,000293	0,00154
В С Е Г О:			2,620973	7,171518

ЦПРЭО Ремонтно-механическая мастерская				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,0428	0,27547
0143	Марганец и его соединения	2	0,00088	0,0055
0301	Азота (IV) диоксид	2	0,23549	1,05082
0304	Азот (II) оксид	3	0,21343	0,43306
0328	Углерод	3	0,03018	0,04814
0330	Сера диоксид	3	0,05793	0,10675
0337	Углерод оксид	4	0,25058	2,39902
0342	Фтористые газообразные	2	0,00012	0,00063
0344	Фториды неорганические	2	0,000344	0,0018
0703	Бенз/а/пирен	1	0,00000005	0,0000001
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,00647	0,0105
1325	Формальдегид	2	0,00767	0,01214
2754	Алканы C12-19	4	0,07194	0,11488
2902	Взвешенные частицы (116)	3	0,1995	1,3421
2907	Пыль неорганическая, 70%	3	0,17737	5,4437
2908	Пыль неорганическая, 70-20%	3	0,000146	0,00077
2930	Пыль абразивная		0,0072	0,0124
2936	Пыль древесная		0,118	0,221
В С Е Г О:			1,4200501	11,47868
Спецтехника Кульсары				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,02379	0,130386
0143	Марганец и его соединения	2	0,000742	0,00456
0168	Олово оксид	3		0,00001
0184	Свинец и его неорганические	1	0,00056	0,00062
0301	Азота (IV) диоксид	2	0,335717	0,95405
0304	Азот (II) оксид	3	0,18708	0,251532
0316	Гидрохлорид	2	0,000042	0,000023
0328	Углерод	3	0,0242	0,0187
0330	Сера диоксид	3	0,050142021	0,04444011
0333	Сероводород	2	0,00001003	0,0000294
0337	Углерод оксид	4	1,951546007	3,83566004
0342	Фтористые газообразные	2	0,031439	0,00143
0344	Фториды неорганические	2	0,138072	0,0043
0415	Смесь углеводородов C1-C5		0,7163	0,2313
0416	Смесь углеводородов C6-C10		0,2647	0,0855
0501	Пентилены (амилены)	4	0,0265	0,0085
0602	Бензол	2	0,0243	0,0079
0616	Диметилбензол	3	0,0031	0,001
0621	Метилбензол	3	0,023	0,0074
0627	Этилбензол	3	0,0006	0,00021
0703	Бенз/а/пирен	1	0,00000043	0,00000046
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,0055	0,0042
1325	Формальдегид	2	0,0055	0,0042
2704	Бензин	4	0,0023	0,018
2754	Алканы C12-19	4	0,245785	0,34389
2908	Пыль неорганическая, 70-20%	3	0,000278	0,0018
В С Е Г О:			4,0612035	5,959641
Куст «Прорва» ЦППН Прорва				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,02328	0,32838
0143	Марганец и его соединения	2	0,0007	0,005831
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	2	6,55549	166,785361
0302	Азотная кислота (5)	2	0,0004	0,0137
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	2,49558	28,07882
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	3	0,21827	0,19125
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	3	0,5242395	1,306455
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	2	0,000673691	0,02210305

Продолжение таблицы 7.17

0337	Углерод оксид (Окись углерода,	4	3,68839	79,04528
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,000173	0,00043
0344	Фториды неорганические плохо	2	0,0005	0,0014
0410	Метан		2,644811	80,892231
0415	Смесь углеводородов C1-C5		8,11903709	83,315792
0416	Смесь углеводородов C6-C10		0,000547	0,01725
0616	Диметилбензол	3	0,0108	0,34164
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,0505	0,0359
1325	Формальдегид	2	0,0505	0,0359
2704	Бензин	4	0,0217	0,68328
2754	Алканы C12-19	4	0,5047	0,35919
2908	Пыль неорганическая, 70-20 %	3	0,000214	0,00058
В С Е Г О:			24,910505	441,4608
Месторождение С.Нуржанов				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,022082	0,3335
0143	Марганец и его соединения	2	0,000535	0,0065
0301	Азота (IV) диоксид	2	0,18763	0,83428
0304	Азот (II) оксид	3	0,2104	0,72694
0328	Углерод	3	0,02694	0,09317
0330	Сера диоксид	3	0,1669666	1,8694311
0333	Сероводород	2	0,0000053	0,000166
0337	Углерод оксид	4	0,149829	0,69213
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,000103	0,00075
0344	Фториды неорганические	2	0,000294	0,0022
0410	Метан		0,033365	1,052181
0415	Смесь углеводородов C1-C5		7,9255776	21,06233
0416	Смесь углеводородов C6-C10		0,0000221	0,00067
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,00649	0,02237
1325	Формальдегид	2	0,00649	0,02237
2754	Алканы C12-19	4	0,073643	0,50572
2908	Пыль неорганическая, 70-20 %	3	0,000124	0,00091
В С Е Г О:			8,8104966	27,22562
Месторождение Карасор Западный				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,023593	0,163158
0143	Марганец и его соединения	2	0,000649	0,003046
0301	Азота (IV) диоксид	2	0,641804	19,821785
0304	Азот (II) оксид	3	0,4581	14,4448
0328	Углерод	3	0,24022	7,57302
0330	Сера диоксид	3	0,1222085	3,7817654
0337	Углерод оксид	4	2,124939	66,582375
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,000219	0,000343
0344	Фториды неорганические	2	0,000855	0,001155
0410	Метан		0,04535	1,43028
0415	Смесь углеводородов C1-C5		0,2179275	6,5924017
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,0141	0,4445
1325	Формальдегид	2	0,0141	0,4445
2754	Алканы C12-19	4	0,1409	4,4445
2908	Пыль неорганическая, 70-20%	3	0,000358	0,00049
В С Е Г О:			4,045323	125,7281
Месторождение Западная Провва				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,02208	0,3254
0143	Марганец и его соединения	2	0,00054	0,00562
0301	Азота (IV) диоксид	2	0,182404	0,59345
0304	Азот (II) оксид	3	0,21152	0,34307
0328	Углерод	3	0,02694	0,0407
0330	Сера диоксид	3	0,2364455	0,373062
0333	Сероводород	2	0,00001584	0,0005003

Продолжение таблицы 7.17

0337	Углерод оксид	4	0,172972	0,97054
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,000103	0,000345
0344	Фториды неорганические плохо	2	0,0003	0,001
0410	Метан		0,0333648	1,052201
0415	Смесь углеводородов C1-C5		13,0195565	7,071282
0416	Смесь углеводородов C6-C10		0,000666	0,02088
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,0065	0,0098
1325	Формальдегид	2	0,0065	0,0098
2754	Алканы C12-19	4	0,06471	0,0977
2908	Пыль неорганическая, 70-20 %	3	0,000125	0,00042
В С Е Г О:			13,984743	10,91577
Месторождение Актобе				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,0203	0,0051
0143	Марганец и его соединения	2	0,0003	0,0001
0301	Азота (IV) диоксид	2	1,224125	2,49092
0304	Азот (II) оксид	3	0,009547	0,30782
0328	Углерод	3	0,6225	0,3765
0330	Сера диоксид	3	0,296419002	0,14421987
0333	Сероводород	2	0,000755963	0,0237759
0337	Углерод оксид	4	6,506122	12,35138
0410	Метан		0,42854	8,6985
0415	Смесь углеводородов C1-C5		19,6339588	10,774636
0416	Смесь углеводородов C6-C10		0,000116	0,003677
2754	Алканы C12-19	4	5,23542	165,1
В С Е Г О:			33,978104	200,2766
Месторождение Досмухамбетовское				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,02435	0,16053
0143	Марганец и его соединения	2	0,00083	0,00278
0301	Азота (IV) диоксид	2	0,300058	3,73216
0304	Азот (II) оксид	3	0,16757	0,820593
0328	Углерод	3	0,0685	0,06469
0330	Сера диоксид	3	0,18494	0,127378
0337	Углерод оксид	4	0,93294	12,698562
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,00017	0,00017
0344	Фториды неорганические	2	0,0005	0,0005
0410	Метан		0,34631	10,541072
0415	Смесь углеводородов C1-C5		12,518454	6,806354
0416	Смесь углеводородов C6-C10		0,000121	0,003839
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,0047	0,0084
1325	Формальдегид	2	0,0047	0,0084
2754	Алканы C12-19	4	0,047	0,08433
2908	Пыль неорганическая, 70-20%	3	0,000278	0,00021
В С Е Г О:			14,601421	35,05997
БПО Промбаза				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,029852	0,1002
0143	Марганец и его соединения	2	0,00155	0,004
0301	Азота (IV) диоксид	2	0,68207	16,42372
0304	Азот (II) оксид	3	0,52786	6,63182
0328	Углерод	3	0,06273	0,5846
0330	Сера диоксид	3	0,1256205	1,17541
0337	Углерод оксид	4	1,1611	47,2616
0342	Фтористые газообразные	2	0,000542	0,00119
0344	Фториды неорганические	2	0,00159	0,0035
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,01506	0,14029
1325	Формальдегид	2	0,0151	0,14029
2754	Алканы C12-19	4	0,1505	1,40307
2908	Пыль неорганическая, 70-20%	3	0,000656	0,00144

Продолжение таблицы 7.17

ВСЕГО:			2,7742305	73,87113
Каспий Самалы				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,08564	0,49756
0143	Марганец и его соединения	2	0,00178	0,00873
0301	Азота (IV) диоксид	2	2,17536	17,362
0304	Азота (II) оксид		1,58122	3,70166
0328	Углерод	3	0,1819	0,1375
0330	Сера диоксид	3	0,36437	0,28263
0337	Углерод оксид	4	4,43791	57,1989
0342	Фтористые газообразные	2	0,000251	0,000633
0344	Фториды неорганические	2	0,00072	0,00186
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,0437	0,033
1325	Формальдегид	2	0,0437	0,033
2754	Алканы C12-19	4	0,4366	0,3301
2902	Взвешенные частицы	3	0,217	1,3873
2908	Пыль неорганическая, 70-20%	3	0,000304	0,00076
2930	Пыль абразивная		0,0072	0,0402
2936	Пыль древесная		0,196	1,436
ВСЕГО:			9,773655	82,45183
Спецтехника Прорва				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,043188	0,7658
0143	Марганец и его соединения	2	0,000935	0,0139
0301	Азота (IV) диоксид	2	0,060183	0,5634553
0304	Азот (II) оксид	3	0,104882	0,5435714
0322	Серная кислота	2	0,000001	0,00000007
0328	Углерод	3	0,0084701	0,044005
0330	Сера диоксид	3	0,19962705	1,03501705
0333	Сероводород	2	0,00001003	0,0001004
0337	Углерод оксид	4	0,50097502	2,96497602
0342	Фтористые газообразные	2	0,000417	0,00115
0344	Фториды неорганические	2	0,000145	0,0033
0415	Смесь углеводородов C1-C5		0,757585	0,09136
0416	Смесь углеводородов C6-C10		0,22965	0,03101
0501	Пентилены (амилены)	4	0,02646	0,003292
0602	Бензол	2	0,02279	0,00298
0616	Диметилбензол	3	0,36289	0,33784
0621	Метилбензол	3	0,01936	0,49462
0627	Этилбензол	3	0,00058	0,00007
1042	Бутан-1-ол	3	0,000069	0,18
1061	Этанол	4	0,00009	0,24
1119	2-Этоксиэтанол		0,000037	0,096
1210	Бутилацетат	4	0,000037	0,096
1401	Пропан-2-он	4	0,000037	0,096
2704	Бензин	4	1E-10	0,003375
2752	Уайт-спирит		0,3606	0,3375
2754	Алканы C12-19	4	0,00528	0,03394
2902	Взвешенные частицы	3	0,0226	0,017
2908	Пыль неорганическая, 70-20%	3	0,0001771	0,0014
ВСЕГО:			2,7270753	7,997662
Завод УКПГ				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,0278	0,0245
0143	Марганец и его соединения	2	0,00261	0,0021
0150	Натрий гидроксид		0,00000056	0,00001201
0301	Азота (IV) диоксид	2	9,20034	55,68025
0302	Азотная кислота	2	0,000008	0,00018
0304	Азот (II) оксид	3	0,19323	5,95792
0316	Гидрохлорид	2	0,000025	0,00054

Продолжение таблицы 7.17

0322	Серная кислота	2	0,00000003	0,0000006
0328	Углерод	3	4,7186	12,61941
0330	Сера диоксид	3	77,791419	210,23718
0333	Сероводород	2	0,0971472	2,0605119
0337	Углерод оксид	4	48,4121	154,14346
0342	Фтористые газообразные	2	0,00103	0,0009
0344	Фториды неорганические	2	0,0016	0,0013
0410	Метан		1,75209	21,52467
0415	Смесь углеводородов C1-C5		1,4218087	60,840885
0416	Смесь углеводородов C6-C10		0,0584466	1,8431606
0602	Бензол	2	0,000246	0,0026568
0621	Метилбензол	3	0,0000811	0,00087588
0703	Бенз/а/пирен	1	0,00000124	0,00000201
1023	2,2'-Оксидиэтанол	4	0,1580156	4,6018069
1061	Этанол	4	0,00167	0,018036
1325	Формальдегид	2	0,0115	0,00188
1715	Метантиол	4	0,000167539	0,00453176
1716	Смесь природных меркаптанов	3	0,005737283	1,6964101
1880	Ди(2-гидроксиэтил)амин		0,134053049	4,1331743
2754	Алканы C12-19	4	0,3166129	0,89365357
2868	Эмульсол		0,00001035	0,00007005
2902	Взвешенные частицы	3	0,1642	0,970907
2908	Пыль неорганическая, 70-20%	3	0,10711	0,627778
2930	Пыль абразивная		0,0034	0,020104
ВСЕГО:			144,58106	537,9089
Газопровод Атырауской области				
0333	Сероводород	2	0,000004986	0,000152
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,00034	0,00430002
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10		0,0000036	0,000000006
1052	Метанол	3	0,0168	0,5316
1716	Смесь природных меркаптанов	3	0,00000006	0,000000001
ВСЕГО:			0,0171486	0,536052021
Всего по НГДУ "Жылыоймунайгаз"			349,191	1892,825

Таблица 7.18 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу по месторождениям НГДУ «Жылыоймунайгаз» при залповых выбросах от свечей

Вещество код	Наименование	Класс опасности	Суммарный выброс вещества	
			г/с	т/год
1	2	3	4	5
0415	УВ C ₁ - C ₅		0,0858	18,94920
0416	УВ C ₆ - C ₁₀		0,00009	0,000000016
0333	сероводород	2	0,00316	0,99733
1716	меркаптан	3	0,00538	1,69545
Всего			0,0944	21,64198

8 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВОЗДУХООХРАННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ

8.1 Сведения об ущербе, причиняемом выбросами предприятия

В качестве мер по охране окружающей среды и для компенсации неизбежного ущерба природным ресурсам, в соответствии с Экологическим Кодексом Республики Казахстан вводятся экономические методы воздействия на предприятия – плата за загрязнение окружающей среды. Платежи с предприятий взимаются как за нормативные выбросы (сбросы, размещение отходов) загрязняющих веществ, так и за их превышение.

8.2 Расчет платы за загрязнение природной среды

Расчет платы производится на основании «Методики расчета платы за эмиссии в окружающую среду» введенную в действие приказом №68-п от 8 апреля 2009 года Об утверждении Методики расчета платы за эмиссии в окружающую среду.

Норматив платы за выбросы загрязняющих веществ устанавливается налоговым кодексом РК Глава 71. Плата за эмиссии в окружающую среду, статья 495 от 29.12.2008г

Местные представительные органы имеют право повышать ставки, установленные настоящей статьей, не более чем в два раза, за исключением ставок, установленных пунктом 3 настоящей статьи, которые они имеют право повышать не более чем в двадцать раз.

Плата взимается за фактический объем эмиссий в окружающую среду в пределах и (или) сверх установленных нормативов эмиссий в окружающую среду:

1. Выбросов загрязняющих веществ;
2. Сбросов загрязняющих веществ;
3. Размещение отходов производства и потребления.

Предварительный расчет ущерба за загрязнение атмосферного воздуха от стационарных источников

Расчет платы за выбросы от стационарных источников осуществляется по следующей формуле:

$$C_{\text{выб}}^i = H \times V_i \times A_i,$$

где

$C_{\text{выб}}^i$ - плата за выброс i -го загрязняющего

вещества, тенге;

H – ставка платы за выбросы от стационарных источников в окружающую среду, установленная местными представительными органами области (тенге/тонну).

V_i – масса i -ого вещества, выброшенного в окружающую среду за отчетный период (тонн),

A_i – коэффициент относительной опасности, определяемый по формуле:

$A_i = 1/\text{ПДК}_v$, где ПДК_v – предельно-допустимая концентрация загрязняющего вещества.

Таблица 8.1 - Определение лимитированного выброса загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников на 2022г

Код загр. вещества	Наименование вещества	Ставка платы за 1 тонну (МРП)	МРП, за 2022 г	Выброс вещества, т/год	Сумма платежа, тенге
1	2	3	4	5	6
0123	Железо (II, III) оксиды	30	2917	4,358424	363231,1
0143	Марганец и его соединения	-	2917	0,094897	
0150	Натрий гидроксид	-	2917	0,00001201	
0168	Олово оксид /в пересчете на олово/	-	2917	0,00001	
0184	Свинец и его неорганические	3986	2917	0,00062	6865,3
0301	Азота (IV) диоксид	20	2917	272,92706	15163827,5
0302	Азотная кислота	-	2917	0,06864	
0304	Азот (II) оксид	20	2917	66,9287874	3718563,4
0316	Гидрохлорид	-	2917	0,000563	

0322	Серная кислота	-	2917	0,00000067	
0328	Углерод	24	2917	3,371525	224786,3
0330	Сера диоксид	20	2917	12,7286243	707202,4
0333	Сероводород	124	2917	1,9332162	665938,9
0337	Углерод оксид	0,32	2917	303,307875	269628,6
0342	Фтористые газообразные соединения	-	2917	0,014556	
0344	Фториды неорганические плохо	-	2917	0,041545	
0410	Метан	0,02	2917	142,276497	7904,9
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,32	2917	242,196118	215302,7
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,32	2917	2,0172016	1793,2
0501	Пентилены	-	2917	0,011792	
0602	Бензол	-	2917	0,0135368	
0616	Диметилбензол	-	2917	2,04696	
0621	Метилбензол	-	2917	0,50289588	
0627	Этилбензол	-	2917	0,00028	
0703	Бенз/а/пирен	996600	2917	0,00000257	7115,2
1023	2,2'-Оксиэтанол	-	2917	4,6018069	
1042	Бутан-1-ол	-	2917	0,18	
1052	Метанол	-	2917	0,5316	
1061	Этанол	-	2917	0,258036	
1119	2-Этоксиэтанол	-	2917	0,096	
1210	Бутилацетат	-	2917	0,096	
1301	Проп-2-ен-1-аль	-	2917	0,79663	
1325	Формальдегид	332	2917	0,80015	737975,1
1401	Пропан-2-он	-	2917	0,096	
1715	Метантиол	-	2917	0,00453176	
1716	Смесь природных меркаптанов	-	2917	1,69927	
1880	Ди(2-гидроксиэтил)амин	-	2917	4,1331743	
2704	Бензин	-	2917	3,437835	
2752	Уайт-спирит	-	2917	0,3375	
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0,32	2917	352,08895	312993,0
2868	Эмульсол	-	2917	0,00007005	
2902	Взвешенные частицы	-	2917	3,717307	
2907	Пыль неорганическая, содержащая, более 70	10	2917	5,4437	151226,0
2908	Пыль неорганическая, содержащая, двуокись кремния в %: 70-20	10	2917	0,644628	17907,8
2930	Пыль абразивная	10	2917	0,072704	
2936	Пыль древесная	10	2917	1,657	46031,5
				В С Е Г О:	22664324,1

Таблица 8.2 - Определение лимитированного выброса загрязняющих веществ в атмосферу от факела

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Ставка платы за 1 тонну (МРП)	МРП, за 2022 г	Выброс вещества т/год	Сумма платежа, тенге
1	2	3	4	5	6
301	Азота (IV) диоксид	200	2917	29,15658	17009948,8
328	Углерод	240	2917	19,43684	13607342,9
0330	Сера диоксид	200	2917	209,448182	122192069,6
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1240	2917	0,1777519	642942,8
337	Углерод оксид	14,6	2917	194,37759	8278191,7
410	Метан	0,8	2917	4,85954	11340,2
1716	Смесь природных меркаптанов	199320	2917	0,0009101	529147,1
				Всего:	162270983,2

Суммарная плата за выбросы по НГДУ «Жылыоймунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» на 2022 г. составляет – 184 935 307,3тенге.

9 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экологический кодекс Республики Казахстан, 9 января 2007 г. Астана;
2. ОНД-86 «Методика расчета концентрации в атмосферном воздухе, вредных веществ содержащихся в выбросах предприятий» М.Гидрометиздат. 1987 г. Унифицированная программа расчета загрязнения атмосферы «Эколог»;
3. «Рекомендации по оформлению и содержанию проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для предприятия Республики Казахстан», РНД 211.2.02.02-97. Алматы-1997 г.;
4. «Рекомендации по делению предприятий на категории опасности в зависимости от массы и видового состава выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ» Алматы-1991 г.;
5. «Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами», Алматы-1996 г.;
6. «Методические указания. Регулирование выбросов в атмосферу при НМУ». РД 52.04.52-85 Новосибирск-1986 г.;
7. «Правила инвентаризации выбросов вредных веществ (загрязняющих веществ) в атмосферный воздух, вредных физических воздействий на атмосферный воздух и их источников» Приказ №217-п от 4 августа 2005 г.;
8. Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, предпроектной и проектной документации».
9. «Перечень таблиц, прилагаемых к проекту нормативов ПДВ»;
10. «Методика определения удельных выбросов вредных веществ в атмосферу и ущерба от вида используемого топлива Республики Казахстан», РНД 211.3.02.01-97. Алматы-1997 г.;
11. «Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест», Список №5158-89 от 24.11.89 г.;
12. «Методике расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования», РД 39.142-00;
13. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение 13 к Приказу МООС №100-п от 18 апреля 2008 года;
14. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», РНД 211.2.02.04-2004, Астана-2004г.;
15. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», РНД 211.2.02.03-2004, Астана-2004г.;
16. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана-2005г.;
17. «Методика определения выбросов автотранспорта для сводных расчетов загрязнения атмосферы городов», РНД 211.2.02.11-2004, Астана-2004г.
18. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» №237 от 20 марта 2015г.
19. Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.
20. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий. Приложение №3к. от 18.04.2008г.