

Нетехническое резюме

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

Нефтяные месторождения НГДУ «Доссормунайгаз» размещены по территории Макатского района Атырауской области. В каждом месторождении имеется вахтовый поселок для персонала. Связь с городом Атырау осуществляется по автомобильной дороге.

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

Административное здание НГДУ «Доссормунайгаз» находится в п.Доссор, Макатского района. Поселок Доссор расположен вдоль железнодорожной трассы Атырау-Актюбинск на расстоянии 90 км от г.Атырау.

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

- групповая замерная установка (ГЗУ) на выкидных линиях;
- напорный водоводот ГЗУ до площадки сбора, на площадке ЦПС;
- резервуары для хранения товарной и сырой нефти;
- печи для подогрева 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 ситуационной карте-схеме района размещения НГДУ «Доссормунайгаз» (приложение) показано взаиморасположение месторождений и граничащих с ними характерных объектов и границы нормативных санитарно-защитных зон.

В состав Доссорской группы месторождений входят следующие основные цеха добычи нефти и газа:

- ✓ Цех добычи нефти и газа №1 Ботахан
- ✓ Цех добычи нефти и газа №2 Карсак (БДН Карсак)
- ✓ Цех добычи нефти и газа №4 Доссор (БДН Алтыкуль, БДН Кошкар).

В состав Макатской группы месторождений входят следующие основные цеха добычи нефти и газа:

- ✓ Цех добычи нефти и газа №3 Восточный Макат (БДН В.Макат; БДН С.Жолдыбай; Бригада по подготовке и транспортировке газа (УПГ))

В состав цеха по подготовке и перекачки нефти в Доссоре входят:

- ✓ Бригада по ППН Карсак-Ботахан
- ✓ ППН Алтыкуль

В состав цеха по подготовке и перекачки нефти в Макате входят:

- ✓ Бригада по ППН В.Макат
- ✓ Бригада по ППН Макат

Участок проката-ремонта эксплуатационного оборудования (ПРЭО):

- ✓ Бригада ПРЭО Макат
- ✓ Бригада ПРЭО Доссор

В состав цех подземного и капитального ремонта скважин входят:

- ✓ бригада по ПРС Ботахан
- ✓ бригада по ПРС Карсак
- ✓ бригада по ПРС Алтыкуль, Кошкар
- ✓ бригада по ПРС Восточный Макат
- ✓ бригада по капитальному ремонту скважин

Помимо Участка ПРЭО, в каждом ЦДНГ имеется бригады по прокату и ремонту эксплуатационного оборудования.

Вспомогательное производство основного вида деятельности

Колонна спецтехники и автотранспорта:

- ✓ Автоколонна Доссор, имеется автомастерская
 - ✓ Автоколонна Ботахан
 - ✓ Автоколонна Восточный Макат, имеется автомастерская
- Склад материально-технического снабжения.
Участок по текущему ремонту объектов.

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.

Климат района резко континентальный. Для него характерны холодная зима с устойчивым снежным покровом и сравнительно короткое, умеренное жаркое лето, большие годовые и суточные колебания температуры воздуха, поздние весенние и ранние осенние заморозки, постоянно дующие ветры.

Температура воздуха. Температура воздуха является одной из основных характеристик климата. Режим температуры воздуха исследуемой области характеризуется большой контрастностью и резкостью сезонных и межгодовых колебаний, значительной суточной и годовой амплитудой. Характерным является также преобладание теплого периода над холодным. Продолжительность безморозного периода составляет около полугода для севера региона и увеличивается к югу. Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль): плюс 35,1°С. Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь): минус 10,5°С.

Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования НГДУ «Доссормунайгаз»

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 систем 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, выбирают оптимальную. Добыча нефти на месторождении ведется механизированным способом с поддержанием пластового давления путем обводнения – закачки пластовой при отделении нефти и воды.

Доставленная на поверхность продукция скважин направляется в выкидную линию, по которой доставляется до групповых групповых замерных установок (ГЗУ), где в замерном производится замер дебита скважин.

ГЗУ являются замерными установками, позволяющими более точно учесть дебит жидкости скважин за счет исключения газовой составляющей при проведении замера.

Замеренный на ГЗУ флюид поступает в сборные коллекторы и транспортируется на установку подготовки нефти (ЦППН). Основные функции центрального пункта сбора нефти 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 и закачка в пласт отделенной пластовой воды;

транспортировка подготовленной нефти до пунктов перекачки нефти в систему магистральных трубопроводов НКТН КазТрансОйл.

Дальнейшая подготовка нефти до товарной кондиции осуществляется на ЦППН. Сбор нефти осуществляется со всех месторождений НГДУ. Непосредственно на месторождениях нефть проходит внутрипромысловую подготовку, а только потом откачивается насосными установками на подготовку.

Технологический процесс подготовки нефти проходит по нижеследующей схеме:

Доссорская группа месторождений

Цех добычи нефти и газа Ботахан

Пункт подготовки нефти Ботахан

Продукция скважин по выкидным трубопроводам поступает в АГЗУ в кол-ве 9-единиц (Б-40-14-500 №1, Б-40-14-500 №2, ПОТОК-400-14-4,0 №3, Б-40-14-500 №4, Б-40-14-500 №5, ПОТОК-400-14-4,0 №6, ПОТОК-400-14-4,0 №7, Б-40-14-500 №8 и Б-40-14-500 №9). Далее нефтегазовая эмульсия поступает на пункт подготовки нефти месторождения Ботахан. Технологическая схема системы сбора месторождения Ботахан представлена на рисунке 8.2.

Нефтяная эмульсия поступает в НГС-06 (04) -3000-1 ступени (нефтегазовый сепаратор), где происходит отделение жидкости от газа. На входе НГС добавляется деэмульгатор марки «Ихлас-1», для обезвоживания нефти.

Отделившийся газ с НГС-06 (04) -3000-1 поступает на ГС 1-1,6-800. Газ после очистки на ГС 1-1,6-800 (газовый сепаратор) по газопроводу Ø160x9,1мм, протяженностью 11 км направляется на ЦППН «Карсак», а также для собственных нужд м/р Ботахан (печи подогрева нефти ПТ-16/150 – 3 ед).

Отделившаяся жидкость с НГС-06 (04) -3000-1 поступает в печи подогрева ПТ-16/150 №1, №2, №3. Нагретый жидкость до температуры 25-35°C с печи поступает в ОГ-200 (отстойник горизонтальный с объемом V-200 м³) для отделения воды с жидкости. Отделившаяся вода, поступает в ОПФ-3000 (отстойник с патронными фильтрами с объемом V-3000 м³) и далее поступает в систему ППД.

Отделившаяся нефть из ОГ-200 поступает на КСУ (концевая сепарационная установка). Отделившийся газ после КСУ через счетчик марки «СВГ.М-160» (счетчик газа вихревые) поступает на печь ПП-0,63-1 единиц и на котельную для собственных нужд месторождения Ботахан.

Далее нефтяная эмульсия с КСУ поступает в технологический резервуар РВС №3, объемом V-1000м³. С резервуара РВС №3 через переток с высоты 9,3 м нефтяная эмульсия последовательно подают в технологические резервуары РВС – 700 №1 и в резервуар РВС – 1000 №2. С резервуаров нефть, с обводненностью 2% - 5% и содержанием хлористых солей 4900-6800 мг/л, насосами НБ-125 в количестве 2 ед, через счетчик марки «KROHNE» по нефтепроводу «Ботахан – ЦППН Карсак» (Ø219x10мм, протяженность 11 км) с давлением Р-10-12 атм перекачивается на ЦППН Карсак. Отделившаяся вода с резервуаров №1, №2, №3 сбрасывается в ОПФ-3000.

На ЦППН «Карсак» проводится подготовка нефти месторождения Ботахан, Карсак.

Предварительно обезвоженная нефтяная эмульсия с месторождений Ботахан по нефтяному коллектору Ø219x10мм, протяженностью 11км, поступает на ЦППН «Карсак», попеременно в резервуары №2 V-1000м³ и №7 V-2000м³.

Нефтяная эмульсия месторождения Ботахан с резервуаров №2, №7 насосами НБ-125 №1,2 прокачивается через печи подогрева нефти ПТ-16/150 №1, №2, с температурой 60 - 65°C и заполняет резервуар №14. Все печи работают на попутном газе, поступающему по газопроводу «Ботахан – ЦППН Карсак». В зимнее время дополнительно подключаются печи ТП – 800 и ППН-3Ж (один в резерве).

После проведения аналитического контроля качества нефти в соответствии СТ РК 1347-2005, подготовленная нефть с резервуара сдается представителям АО «КазТрансОйл». Товарная нефть насосами марки ЦНС 180-340 №1,2 с давлением Р-15-20 атм и содержанием

хлористых солей 10-12 мг/л через узел замера «КУУН» (коммерческий узел учета нефти) по нефтепроводу Ø219мм откачивается в магистральный нефтепровод «Узень – Атырау – Самара».

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, представляют в виде таблицы Приложения 11 к Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду №63.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид) (274)			0,04		3	0,303151145	1,8649795
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0,01	0,001		2	0,01041057	0,0493645
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)		0,001	0,0003		1	0,000875	0,000651
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	4,156909296	27,03579604
0302	Азотная кислота (5)		0,4	0,15		2	0,001733332	0,018270704
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	5,778530065	30,7774916
0322	Серная кислота (517)		0,3	0,1		2	0,000094625	0,00013626
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,431732876	1,894193245
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	3,800161173	24,97886156
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,013096703	0,157623729
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	13,72892248	80,59408121
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,003803423	0,012698
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0,2	0,03		2	0,011963233	0,033575
0410	Метан (727*)				50		0,874862331	9,176636331
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		6,530624431	83,74476834
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		1,182381471	21,60172584
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)		1,5			4	0,01323135	4,10171E-05
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,025832478	0,259872746
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,005827865	0,08166719
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,063404201	0,62012845
0627	Этилбензол (675)		0,02			3	0,000317552	9,84411E-07
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	1,02222E-06	2,75969E-06
1129	Триэтиленгликоль (3,6-Диоксаоктан-1,8-диол) (1290*)				1		0,316911081	3,340496322
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0,03	0,01		2	0,082377413	0,3800892
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,08663663	0,406874686
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)		0,00005			3	0,002470394	0,026039927
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)		5	1,5		4	0,109393941	0,958536016
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные		1			4	6,845834726	58,13887069

	С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)							
2902	Взвешенные частицы (116)		0,5	0,15		3	0,17327	0,756264204
2904	Мазутная зола теплоэлектростанций /в пересчете на ванадий/ (326)			0,002		2	0,009786312	0,103155556
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	0,004633368	0,0147
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0,04		0,0288	0,0843696
2978	Пыль тонко измельченного резинового вулканизата из отходов подошвенных резин (1090*)				0,1		0,0226	0,044748
	В С Е Г О :						49,46383154	352,8722086