



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

О-1.03.03/1-26.06.2020

ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ ЦППН
ПУ «ЖМГ»

стр. 1 из 21

ИНФОРМАЦИОННЫЙ ОТЧЕТ

по исследованиям проб нефти, газа и воды ЦППН ПУ «ЖМГ»

Месторождения ПУ «ЖМГ»: ЦППН

Договор: Задание АО «ММГ» от 23.06.2020 г. на проектирование «Корректировка проекта «Реконструкция ЦППН м/р Жетыбай».

Протокол №3 от 19.06.2020 г. на тему: «Совещание по рассмотрению вопросов касательно подключения вновь проектируемых отстойников к существующей технологической системе ЦППН ПУ «ЖМГ».

Дата № исх.	Основания для выпуска	Подготовил	Согласовали		Утвердил
26.06. 2020 г. № 6	Договор на стадии подписания	Ведущий инженер лаборатории исследования нефти и нефтепродуктов	Заведующий лабораторией исследования нефти и нефтепродуктов	И.о. управляющего директора по лабораторным исследованиям (ЦНЛИ)	Заместитель директора филиала по лабораторным исследованиям
		Серкебаева Б.С.	Елеференко А.М.	Махмутов-М.Б	Шиланов Н.С.



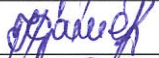
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

О-1.03.03/1-26.06.2020

ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ ЦППН
ПУ «ЖМГ»

стр. 2 из 21

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

№	Должность	ФИО	Подпись	Раздел
1.	Старший инженер ЛГХ	Барманбекова Б.		2, 3.3
2.	Инженер ЛИНН	Кувандыков А.А.		1
3.	Инженер ЛИНН	Калимаганбетов Н.М.		3.1
4.	Инженер ЛИНН	Уалиханова Ж.У.		3.2
5.	Инженер ЛИНН	Нурбаева Ф.К.		3.2
6.	Инженер ЛГХ	Дарбаева Г.Д.		3.3
7.	Инженер ЛГХ	Калиева С.		3.3
8.	Специалист	Амангельдина Ж.		3.2
9.	Специалист	Орысбаев А.		1

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
О-1.03.03/1-26.06.2020	ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ ЦППН ПУ «ЖМГ»	стр. 3 из 21

РЕЗЮМЕ ПРОЕКТА

Работа выполнена в Центре научных лабораторных исследований (ЦНЛИ) филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз» (далее «КазНИПИМунайгаз») на основании задания на проектирование от АО «ММГ» по теме: «Корректировка проекта «Реконструкция ЦППН м/р Жетыбай».

ЦНЛИ «КазНИПИМунайгаз» аккредитован и аттестован на проведение лабораторных исследований и имеет сертификаты и свидетельства:

1. Аттестат аккредитации №KZ.T.13.1323 от 06.12.2019 г. на соответствие требованиям ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009 «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий»;

2. Свидетельство №27/19 «Об оценке состояния измерений (аттестации) лаборатории исследования нефти и нефтепродуктов» от 12.11.2019 г.;

3. Свидетельство №28/19 «Об оценке состояния измерений (аттестации) лаборатории физико-химических исследований» от 20.11.2019 г.

Цель работы – исследования физико-химических свойств проб нефти и состава газа и воды с объектов цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН) месторождений ПУ ЖМГ АО «ММГ». Объекты для исследований выбраны департаментом управления проектами и технологических решений филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз».

В данном отчете приведены результаты исследований физико-химических свойств исследований проб нефти и составов газа и воды из объектов ЦППН:

- ПУН-1 на входе из цеха №1;
- ПУН-2 на входе из цехов №2, 3;
- на входе с месторождения Алатобе;
- на выходе из печей подогрева;
- на выходе с отстойников ОГ-200;
- на выходе с КСУ.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ГАЗ, НЕФТЕГАЗОВАЯ СМЕСЬ, ПЛАСТОВАЯ ВОДА; ВЯЗКОСТЬ, ПЛОТНОСТЬ, КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ГАЗА, ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ВОДЫ.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
О-1.03.03/1-26.06.2020	ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ ЦППН ПУ «ЖМГ»		стр. 4 из 21

СОДЕРЖАНИЕ (ОГЛАВЛЕНИЕ)

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ	2
РЕЗЮМЕ ПРОЕКТА.....	3
СОДЕРЖАНИЕ (ОГЛАВЛЕНИЕ)	4
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	5
СПИСОК РИСУНКОВ.....	5
1. ОТБОР ПРОБ.....	6
2. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	8
3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ	10
3.1 Результаты компонентного состава газа	10
3.2 Результаты физико-химических свойств нефти	11
3.3 Результаты химического состава воды.....	16
ПРИЛОЖЕНИЯ	18

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
О-1.03.03/1-26.06.2020	ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ ЦППН ПУ «ЖМГ»		стр. 5 из 21

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 Список отобранных устьевых проб нефти и газа.....	6
Таблица 3.1 Компонентный состав газа.....	10
Таблица 3.2 Физико-химические свойства газа.....	11
Таблица 3.3 Физико-химические свойства нефти	12
Таблица 3.4 Компонентный состав дегазированной нефти с ПУН-1 на ЦППН.....	12
Таблица 3.5 Выход % отгонки нефти от температуры перегонки ПУН-1 ЦППН	14
Таблица 3.6 Компонентный состав нефтегазовой смеси с ПУН-2 и Алатобе на входе ЦППН (расчетный метод материального баланса).....	15
Таблица 3.7 Физико-химический состав воды	17

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1. Технологическая схема ЦППН ПУ "ЖМГ".....	7
---	---

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
О-1.03.03/2-19.05.2020	ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ ЦППН ПУ «ЖМГ»		стр. 6 из 21

1. ОТБОР ПРОБ

В соответствии с планом мероприятий Протокола №3 от 19.06.2020 г. на тему: «Совещание по рассмотрению вопросов касательно подключения вновь проектируемых отстойников к существующей технологической системе ЦППН ПУ «ЖМГ» (приложение 1) в июне месяце 2020 г. специалистами лаборатории исследования нефти и нефтепродуктов ЦНЛИ «КазНИПИМунайгаз» отобраны пробы нефти, газа и воды с объектов ЦППН ПУ «ЖМГ» согласно технологической схемы (рисунок 1).

Пробы водонефтяной эмульсии (ВНЭ) из объектов ЦППН были отобраны по ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб».

Пробы попутного нефтяного (ПНГ) газа были отобраны согласно ГОСТ 31370-2008 «Газ природный. Руководство по отбору проб».

Пробы воды отбирались согласно ГОСТ 31861-2012. «Вода. Общие требования к отбору проб». Настоящий стандарт распространяется на любые типы вод и устанавливает общие требования к отбору, транспортированию, подготовке и хранению проб воды, предназначенных для определения показателей ее состава и свойств.

Акт отобранных проб приведен в приложении 3. Список отобранных проб нефти и газа представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 Список отобранных устьевых проб нефти и газа

№ п/п	Код пробы	Место отбора	Дата отбора проб	Объект испытания
1.	2.03814	ПУН-1 вход из цеха №1	15.06.2020 г.	Газ, нефть, вода
2.	2.03815	ПУН-2 вход из цеха №2,3	15.06.2020 г.	Газ, нефть, вода
3.	2.03816	вход с Алатобе	15.06.2020 г.	Газ, нефть
4.	2.03817	выход из печей подогрева	15.06.2020 г.	Газ, нефть, вода
5.	2.03818	выход с отстойников	15.06.2020 г.	Газ, нефть, вода
6.	2.03819	выход с КСУ	15.06.2020 г.	Газ, нефть, вода

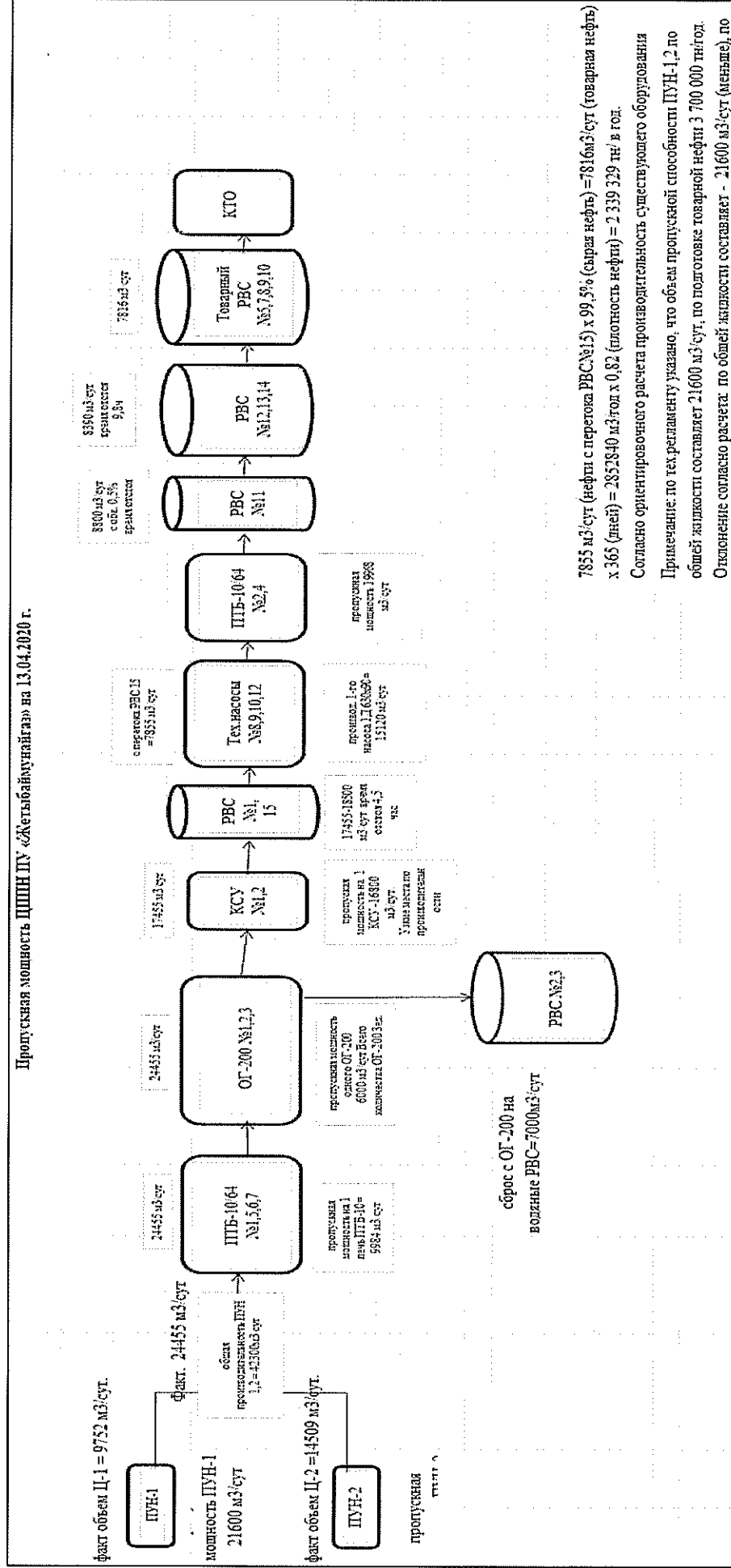


Рисунок 1. Технологическая схема ЦППН ПУ "ЖМГ"

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
О-1.03.03/2-19.05.2020	ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ ЦППН ПУ «ЖМГ»	стр. 8 из 21

2. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Весь комплекс исследований устьевых проб газа и нефти выполнен в лаборатории исследования нефти и нефтепродуктов согласно общим требованиям к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий по ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009.

Для получения данных по компонентному составу ПНГ, проба анализируется на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл 5000.2» с датчиками ДТП (детектор по теплопроводности) согласно ГОСТ 31371.7-2008 «Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии». Измерение молярной доли компонентов газа выполняются газохроматографическим методом, основанным на разделении компонентов в газoadсорбционном варианте хроматографии с использованием насадочных колонок. Градуировка хроматографа проведена методом абсолютной градуировки с использованием государственных стандартных образцов.

Определение плотности ПНГ выполнялось согласно ГОСТ 31369-2008 «Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе» на основе определения компонентного состава с помощью газового хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000.2». Настоящий стандарт распространяется на физико-химические показатели качества природного газа и устанавливает алгоритмы вычисления значений высшей теплоты сгорания, низшей теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе природных газов, имитаторов природного газа и других горючих газообразных топлив по известному компонентному составу газа при стандартных условиях измерений.

Весь комплекс исследований физико-химических свойств нефти выполнен в соответствии с действующими стандартами:

- плотность по СТ РК 1571-2006, сущность метода заключается в определении плотности и относительной плотности сырой нефти цифровым плотномером в диапазоне измерений от 0,75 до 0,95 г/мл при температуре испытания от 15°C до 35°C.

- содержание серы по СТ РК ASTM D 4294, методом определения содержания общей серы в нефти и нефтепродуктах, находящихся при условиях окружающей среды в состоянии однофазной или другой жидкости, легко разжижаемой при умеренном нагреве или растворяемой углеводородными растворителями;

- фракционный состав по ГОСТ 2177-99, который устанавливает методы определения фракционного состава нефтепродуктов. В зависимости от условий проведения испытания проводят двумя способами: А - для автомобильных бензинов, авиационных бензинов, авиационных топлив для турбореактивных двигателей, растворителей с установленной точкой кипения, нефти, уайт-спирита, керосина, газойлей, дистиллятных жидких топлив и аналогичных нефтепродуктов; Б - для нефти и темных нефтепродуктов;

- температура застывания по ГОСТ 20287, сущность которого заключается в предварительном нагревании образца испытуемого нефтепродукта с последующим

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
О-1.03.03/1-26.06.2020	ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ ЦППН ПУ «КМГ»		стр. 9 из 21

охлаждением его с заданной скоростью до температуры, при которой образец остается неподвижным. Указанную температуру принимают за температуру застывания. Наиболее низкую температуру, при которой наблюдается движение нефтепродуктов в условиях испытания, принимают за температуру текучести;

- кинематическая вязкость по СТ РК ASTM D 445, сущность метода которого является определение кинематической вязкости жидких нефтепродуктов, прозрачных и непрозрачных жидкостей, путем измерения времени истечения объема жидкости под воздействием силы тяжести через градуированный стеклянный капиллярный вискозиметр;

- содержание парафинов, асфальтенов и смол определялось методом А по ГОСТ 11851-85, заключающемся в предварительном удалении асфальтово-смолистых веществ из нефти, их экстракции и адсорбции и последующем выделении парафина смесью ацетона и толуола при температуре минус 20 град;

- компонентный состав нефти получен по СТ РК ИСО 3924-2011, метод которого устанавливает определение распределения пределов кипения нефтепродуктов и распространяется на нефтепродукты и фракции с конечной точкой кипения 538 °С или ниже при атмосферном давлении.

Комплекс исследований по воде выполнен лабораторией гидрохимии согласно следующим нормативным документам:

ГОСТ 26449.1-85 «Установки дистилляционные опреснительные стационарные» устанавливает методы химического анализа соленых вод на основные контролируемые компоненты (рН, механические примеси, кальций, магний, хлориды, сульфаты, гидрокарбонаты).

ГОСТ 23268.15-78 «Воды минеральные питьевые лечебные, лечебно-столовые и природные столовые. Методы определения бромид ионов», который распространяется на лечебные, лечебно-столовые и природные столовые питьевые минеральные воды и устанавливает колориметрический и йодометрический методы определения бромид ионов.

ГОСТ 23268.16-78 «Воды минеральные питьевые лечебные, лечебно-столовые и природные столовые. Методы определения йодид ионов», который распространяется на лечебные, лечебно-столовые и природные столовые питьевые минеральные воды и устанавливает колориметрический и йодометрический методы определения йодид ионов.

МВИ 08-2010. «Методика выполнения измерений. Порядок определения содержания металлов в воде методом атомно-абсорбционной спектроскопии». МВИ применяется для определения количественного химического анализа природных и очищенных сточных вод различного состава при определении в них массовой концентрации металлов (бария, стронция, железа, кобальта, меди, цинка, кадмия, свинца) атомно-абсорбционным методом.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
О-1.03.03/2-19.05.2020	ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ ЦППН ПУ «ЖМГ»	стр. 10 из 21

3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ

3.1 Результаты компонентного состава газа

Компонентный состав исследуемых газов, содержащие результаты определения с С1 по С8 и их плотности, приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 Компонентный состав газа

№ п/п	Наименование показателя	ПУН-1 вход из цеха №1	ПУН-2 вход из цехов № 2 и 3	Вход с Алатобе	Выход с печей подогрева	Выход с отстойников ОГ-200	Выход с КСУ
1.	Углекислый газ, % мол.	0,833	0,748	2,392	0,760	0,612	1,092
2.	Азот, % мол.	4,712	2,441	4,319	4,511	8,582	4,313
3.	Метан, % мол.	70,168	59,862	58,899	64,025	77,394	64,451
4.	Этан, % мол.	11,07	16,15	13,52	8,499	6,604	11,93
5.	Пропан, % мол.	5,359	8,693	8,123	8,845	2,843	7,161
6.	Изо-бутан, % мол.	1,709	2,701	2,427	2,867	0,881	2,296
7.	Н-бутан, % мол.	3,122	4,95	5,205	5,320	1,581	4,273
8.	Изо-пентан, % мол.	0,868	1,334	1,571	1,893	0,429	1,48
9.	Н-пентан, % мол.	1,037	1,542	1,752	1,500	0,513	1,61
10.	Гексаны, % мол.	0,784	1,068	1,258	1,266	0,375	1,014
11.	Гептаны, % мол.	0,253	0,414	0,432	0,426	0,124	0,301
12.	Октаны+, % мол.	0,085	0,097	0,102	0,088	0,062	0,079

На основании данных (таблица 3.1), полученных при проведении исследований отобранных проб попутного нефтяного газа (ПНГ) месторождений Жетыбай и Асар, согласно ГОСТ Р 55598-2013 «Попутный нефтяной газ. Критерии классификации» газ можно классифицировать:

- **по типу** (содержание целевых компонентов (C_{3+выше}) ПНГ) газ классифицируется как «жирный» (C_{3+выше} составляет 177,1-549,3 г/м³), содержание метана изменяется от 58,9 до 77,4 % мол.;
- **по группам** (содержание негорючих компонентов ПНГ – азот, диоксид углерода, кислород) варьирует от «малобалластной» до «среднебалластной».

Физико-химические свойства исследуемых газов приведены в таблице 3.2, в которой плотность газа варьирует в диапазоне от 0,8778 кг/м³ (выход с отстойников ОГ-200) до 1,1745 кг/м³ (вход с Алатобе).

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
О-1.03.03/1-26.06.2020	ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ ЦППН ПУ. «ЖМГ»	стр. 11 из 21

Таблица 3.2 Физико-химические свойства газа

№ п/п	Параметр	ПУН-1 вход из цеха №1	ПУН-2 вход из цехов №2 и 3	Вход с Алатобе	Выход с печей подогрева	Выход с отстой- ников ОГ-200	Выход с КСУ
1.	Молярная масса, г/моль	23,89	27,29	27,85	27,19	20,98	25,23
2.	Фактор сжимаемости	0,9958	0,994	0,994	0,9943	0,9971	0,9952
3.	Объемная теплота сгорания высшая, МДж/м³	48,84	57,25	55,65	55,63	41,00	51,52
4.	Объемная теплота сгорания низшая, МДж/м³	44,46	52,28	50,83	50,8	37,18	46,97
5.	Число Воббе, МДж/м³	53,67	58,81	56,59	57,26	48,11	55,08
6.	Плотность при 20 °С, кг/м³	1,0028	1,1511	1,1745	1,1465	0,8778	1,1003
7.	Газосодержание, м³/т	-	2,2	21,4	-	11,9	16,5

В точках отбора проб ПУН-1 и выход из печей подогрева наблюдается опережающий выход газа из жидкости. По этой причине стандартная сепарация по определению остаточного газосодержания нефтеводогазовой эмульсии не проводилась.

3.2 Результаты физико-химических свойств нефти

По физико-химическим характеристикам нефть (таблица 3.3), входящая ПУН-1, 2 классифицируется, по типу как «средняя», по классу как малосернистая, высокопарафинистая. Потенциальное содержание светлых фракций в нефти, выкипающих до 300 °С составляет – 30,9 %, содержание бензиновых фракций до 200 °С – 13,4 %.

Нефть, входящая с м.Алатобе классифицируется, по типу как «особо легкая», по классу как малосернистая, высокопарафинистая. Потенциальное содержание светлых фракций в нефти, выкипающих до 300 °С составляет – 35,5 %, содержание бензиновых фракций до 200 °С – 17,9 %.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»	
О-1.03.03/1-26.06.2020	ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ ЦППН ПУ «ЖМГ»	стр. 12 из 21

Таблица 3.3 Физико-химические свойства нефти

№ п/п	Определяемые параметры	ПУН-1 вход Из цеха №1	ПУН-2 вход из цехов №2, 3	Вход с Алатобе	Выход с печей с подогрева	Выход с отстойников ОГ-201	Выход с КСУ
1.	Давление насыщенных паров, кПа	24,9	32,4	42,8	26,7	24,5	33,9
2.	Общая объемная обводненность, %	74,1	56,9	3,5	61,2	55,5	54,2
3.	Содержание связанной воды, % масс.	26,9	56,9	3,4	12,3	8,7	6,3
4.	Плотность при 20 °С, г/см³	0,8548	0,8595	0,8255	0,8547	0,8521	0,8523
5.	Температура вспышки в закрытом тигле, °С	4	6	3	4	4	4
6.	Температура вспышки в открытом тигле, °С	24	28	10	24	18	18
7.	Содержание общей серы, % масс.	0,104	0,105	0,051	0,115	0,109	0,134
8.	Содержание сероводорода, ppm	< 2					
9.	Содержание меркаптановой серы, ppm	< 2					
10.	Фракционный состав: ТНК, °С	71	74	56	70	67	70
	Выход, % об.:						
	100 °С	1,6	1,8	3,1	1,8	2,2	1,9
	150 °С	5,2	4,9	9,6	7,4	8,0	7,6
	200 °С	11,4	11,2	17,9	12,5	1,4	12,8
	250 °С	18,8	18,6	25,0	19,8	20,9	20,2
	300 °С	27,0	27,1	35,5	28,0	30,9	28,4
11.	Кислотность, мг КОН/100 см³	10,4	10,3	отс.	10,5	10	9,95
12.	Содержание парафинов, % масс.	17,1	18,6	13,2	17,3	16,8	16,8
13.	Температура плавления парафина, °С	57	57	56	56	56	56

Компонентный состав нефти и выход фракций представлены в таблицах 3.4 и 3.5

Таблица 3.4 Компонентный состав дегазированной нефти с ПУН-1 на ЦППН

№ п/п	Компоненты	Состав, % мольные		
		ПУН-1 вход из цеха №1	ПУН-2 вход из цехов №2 и 3	Вход с Алатобе
1	Метан	0,000	0,000	0,000
2	Этан	0,000	0,000	0,000



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

О-1.03.03/1-26.06.2020

ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ ЦППН
ПУ «ЖМГ»

стр. 13 из 21

№ п/п	Компоненты	Состав, % мольные		
		ПУН-1 вход из цеха №1	ПУН-2 вход из цехов №2 и 3	Вход с Алатобе
3	Пропан	0,000	0,000	0,000
4	Изо-бутан	0,042	0,025	0,647
5	Н-бутан	0,796	0,125	1,264
6	Изо-пентан	1,442	1,269	1,924
7	Н-пентан	2,225	2,026	3,080
8	Гексан	5,070	2,236	3,552
9	Гептан	5,926	3,026	5,978
10	Октан	7,633	4,656	4,581
11	Нонан	5,072	3,659	6,256
12	Деканы	5,781	3,146	5,172
13	Ундеканы	5,200	4,026	4,823
14	Додеканы	4,583	4,745	3,734
15	Тридеканы	4,577	4,025	3,595
16	Тетрадеканы	4,369	5,236	3,522
17	Пентадеканы	3,825	5,156	3,058
18	Гексадеканы	3,343	5,023	2,965
19	Гептадеканы	2,214	3,236	2,894
20	Октадеканы	2,704	2,685	2,542
21	Нонадеканы	2,823	3,026	2,801
22	Эйкозаны	1,951	2,456	2,172
23	Ненейкозаны	1,815	2,549	2,319
24	Докозаны	1,743	2,325	2,325
25	Трикозаны	1,677	2,041	2,523
26	Тетракозаны	1,504	2,365	2,142
27	Пентакозаны	1,480	2,478	2,099
28	Гексакозаны	1,412	2,078	1,822
29	Гептакозаны	1,392	1,933	2,162
30	Октакозаны	1,313	1,755	1,550
31	Нонакозаны	1,270	1,745	1,363
32	Триконтаны	1,482	1,569	1,213
33	Гентриконтаны	1,049	1,285	1,039
34	Дотриконтаны	0,924	1,156	0,908
35	Тритриконтаны	0,607	0,956	0,736
36	Тетратриконтаны	0,538	0,656	0,551
37	Пентатриконтаны	0,201	0,458	0,269
38	Гексатриконтаны +	12,016	14,869	12,417
39	Молекулярный вес	244,52	281,03	253,58



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

О-1.03.03/1-26.06.2020

ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ ЦППН
ПУ «ЖМГ»

стр. 14 из 21

Таблица 3.5 Выход % отгонки нефти от температуры перегонки ПУН-1 ЦППН

№ п/п	Температура отгона	Выход % отгона		
		ПУН-1 вход из цеха №1	ПУН-2 вход из цехов №2 и 3	Вход с Алатобе
1	-50	0,00	0,00	0,00
2	-40	0,00	0,00	0,09
3	-30	0,00	0,00	0,09
4	-20	0,00	0,00	0,09
5	-10	0,00	0,00	0,37
6	0	0,00	0,00	0,52
7	10	0,00	0,00	1,07
8	20	0,00	0,00	1,07
9	30	0,00	0,00	1,45
10	40	0,00	0,00	2,26
11	50	0,00	0,00	2,26
13	60	0,00	1,00	2,26
14	70	1,6	1,35	3,37
15	80	2,14	2,02	3,37
16	90	1,89	1,95	3,37
17	100	3,98	2,04	4,60
18	110	4,65	4,01	4,60
19	120	4,95	4,85	4,60
20	130	6,89	5,45	7,15
21	140	8,14	7,23	7,31
22	150	9,85	9,88	7,32
23	160	11,88	10,64	10,11
24	170	12,96	11,76	10,11
25	180	16,36	15,45	12,95
26	190	18,02	17,08	12,95
27	200	19,65	18,66	15,89
28	210	19,85	19,04	18,95
29	220	20,85	20,77	18,95
30	230	21,05	22,90	18,97
31	240	23,25	24,00	22,45
32	250	24,81	25,11	22,45
33	260	28,00	27,70	25,83
34	270	29,28	29,09	26,12
35	280	31,05	31,44	29,81
36	290	32,77	33,69	33,32
37	300	35,09	34,01	33,32

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
О-1.03.03/1-26.06.2020	ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ ЦППН ПУ «ЖМГ»		стр. 15 из 21

№ п/п	Температура отгона	Выход % отгона		
		ПУН-1 вход из цеха №1	ПУН-2 вход из цехов №2 и 3	Вход с Алатобе
38	310	37,25	36,15	35,72
39	320	38,85	38,07	38,23
40	330	41,65	40,15	38,75
41	340	41,99	41,47	40,78
42	350	44,25	43,18	43,24
43	360	46,01	45,03	45,45
44	370	47,68	47,08	47,51
45	380	49,18	49,08	48,38
46	390	52,36	51,17	50,31
47	400	54,48	53,06	52,68
48	410	56,09	55,77	55,86
50	420	58,36	58,01	58,61

Компонентный состав нефтегазовой смеси на входе ЦППН с ПУН-2 и м.Алатобе выполнен расчетным методом, используя данные газосодержания, компонентных составов газа и нефти, который показан в таблице 3.6. С точки отбора ПУН-1 не выполнен, так как не определено газосодержание.

Таблица 3.6 Компонентный состав нефтегазовой смеси с ПУН-2 и Алатобе на входе ЦППН (расчетный метод материального баланса)

№ п/п	Компоненты	Состав, % мольные	
		ПУН-2 вход из цехов №2 и 3	Вход с Алатобе
1	Азот	0,06	0,80
2	Углекислый газ	0,02	0,44
3	Метан	1,50	10,85
4	Этан	0,40	2,49
5	Пропан	0,22	1,50
6	Изо-бутан	0,09	0,97
7	Н-бутан	0,25	1,99
8	Изо-пентан	1,27	1,86
9	Н-пентан	2,01	2,84
10	Гексан	2,21	3,13
11	Гептан	2,96	4,96
12	Октан	4,54	3,76
13	Нонан	3,57	5,10
14	Деканы	3,07	4,22
15	Ундеканы	3,93	3,93



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

О-1.03.03/1-26.06.2020

ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ ЦППН
ПУ «ЖМГ»

стр. 16 из 21

№ п/п	Компоненты	Состав, % мольные	
		ПУН-2 вход из цехов №2 и 3	Вход с Алатобе
16	Додеканы	4,63	3,05
17	Тридеканы	3,92	2,93
18	Тетрадеканы	5,10	2,87
19	Пентадеканы	5,03	2,49
20	Гексадеканы	4,90	2,42
21	Гептадеканы	3,15	2,36
22	Октадеканы	2,62	2,07
23	Нонадеканы	2,95	2,29
24	Эйкозаны	2,39	1,77
25	Ненейкозаны	2,49	1,89
26	Докозаны	2,27	1,90
27	Трикозаны	1,99	2,06
28	Тетракозаны	2,31	1,75
29	Пентакозаны	2,42	1,71
30	Гексакозаны	2,03	1,49
31	Гептакозаны	1,88	1,76
32	Октакозаны	1,71	1,26
33	Нонакозаны	1,70	1,11
34	Триконтаны	1,53	0,99
35	Гентриконтаны	1,25	0,85
36	Дотриконтаны	1,13	0,74
37	Тритриконтаны	0,93	0,60
38	Тетратриконтаны	0,64	0,45
39	Пентатриконтаны	0,45	0,22
40	Гексатриконтаны +	14,50	10,13
41	Молекулярный вес	253	197

3.3 Результаты химического состава воды

Результаты исследований попутно-добываемой воды представлены ниже в таблице 3.7, в которой во всех отобранных пробах воды с объектов ЦППН замечено высокое содержание нерастворимых в воде веществ в основном в виде соединений железа в среднем составляющим 357,7 мг/л. Микрокомпонентный состав воды представлен ионами брома в диапазоне от 10,6 мг/л до 57,6 мг/л и небольшим количеством йода. Минимальное и максимальное значения общего железа в воде составляют 44,8 мг/л (ЦППН, выход с печей) и 92,4 мг/л (ЦППН, выход с КСУ) соответственно. Количество сероводорода незначительно.

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
О-І.03.03/1-26.06.2020	ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ ЦППН ПУ «ЖМГ»		стр. 17 из 21

Таблица 3.7 Физико-химический состав воды

№ п/п	Место отбора	выход с печей	выход с КСУ	выход с отстойников (ОГ-200)	ПУН-1 (вход цеха-1)	вход с Алатобе	ПУН-1 (вход цеха-1)	ПУН-2 (вход цеха-2,3)
1.	Содержание механических примесей, мг/дм ³	238,7	727	188,9	276,2	-	-	-
2.	Содержание общего железа, мг/дм ³	44,8	92,4	53,2	47,6	-	-	-
3.	Содержание брома, мг/дм ³	57,6	16	10,6	14,6	-	-	-
4.	Содержание йода, мг/дм ³	0,8	0,2	1,3	0,8	-	-	
5.	Содержание сероводорода, мг/дм ³	-	3,8	-	-	проба без воды	1,3	2,4

	ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»		
О-1.03.03/2-19.05.2020	ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ ЦППН ПУ «ЖМГ»		стр. 18 из 21

ПРИЛОЖЕНИЯ



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

О-1.03.03/2-19.05.2020

ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ ЦППН
ПУ «ЖМГ»

стр. 19 из 21

Приложение 1
Протокол №3 от 19.06.2020 г.

ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ

АО «Мангистаумунайгаз»
Департамент капитального строительства

ПРОТОКОЛ №3

совещание по рассмотрению вопросов касательно подключения вновь проектируемых
отстойников к существующей технологической системе ЦППН ПУ «ЖМГ»

г. Актау

«19» июнь 2020г.

Место проведения совещания: 805 каб.

Время начала совещания: «10» часов «00» минут

Председатель совещания:

Кийнов К.К.

– Зам. генерального директора по производственным вопросам;

Секретарь совещания:

Избасаров А.И.

– Зам. руководителя группы ОПП ДКС;

Присутствовали:

От АО «Мангистаумунайгаз»:

Жоланбаев К.О.

– Директор ДКС;

Сюе Цзюнь

– Зам. директора ДКС;

Ишмаев В.Ф.

– Зам. директора ДАИТиС;

Избасаров Ж.М.

– Начальник отдела АТиМ;

Сагындыков Н.Ж.

– Первый зам. начальника ПУ «ЖМГ»;

Жаксыгатов К.М.

– Начальник ПТО ПУ «ЖМГ»;

Ақжігіт Н.Т.

– Зам. начальника ПТО ПУ «ЖМГ»;

Абуов К.Б.

– Главный энергетик ОГЭ ПУ «ЖМГ»;

Ибраев Ж.С.

– Зам. руководителя СТН ДКС;

Изденбаев К.И.

– Главный механик ОГМ ПУ «ЖМГ»;

Кызылов А.С.

– Ведущий инженер ПТО ПД.

От АО «КазНИПИМунайгаз»:

Тенизбаев М.С.

– Зам. директора филиала по проектированию
обустройства месторождений;

Ережонов Б.К.

– Директор ДУП и ТР;

Шиланов Н.

– Зам. директора филиала по лабораторным исследованиям.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение и обсуждение вопросов касательно подключения вновь проектируемых
отстойников к существующей технологической системе в рамках проекта «Реконструкция
ЦППН ПУ «ЖМГ».

Пл - 09-

Редакция № 1

Действует с: «16» сентября 2013 г.

стр. 1 из 1



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

О-1.03.03/2-19.05.2020

ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ ЦППН
ПУ «ЖМГ»

стр. 20 из 21

Приложение 2
Продолжение протокола №3

ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ

АО «Мангистаумунайгаз»
Департамент капитального строительства

По результатам совместного обсуждения приняты следующие РЕШЕНИЯ:

1. ТОО «КазНИПИмугнайгаз» Представить анализ эффективности технологии подготовки нефти ЦППН после ввода в эксплуатацию 3-х отстойников ОГ-200 и РВС-10 000м³ №16 по сравнению с действующей технологий. Срок до 25.06.2020г.
2. ПД совместно с ТОО «КазНИПИмугнайгаз» отработать вопрос касательно входного контроля по деэмульгатору для ЦППН ПУ «ЖМГ». Дать рекомендации по улучшению подготовки воды и нефти. Срок до 22.06.2020г.
3. Руководству ТОО «КазНИПИмугнайгаз» выполнить лабораторные исследования сырой нефти и газа м-р Жетыбай. для применения в работе по подготовке нефти. Срок с 19.06. 2020г.
4. Руководству ДАИТиС предоставить статус выполнения работ по проведению ОПН, для автоматизации системы слива воды на существующих отстойниках ОГ - 200 в количестве 3 ед. Срок до 18.06.2020г.
5. Руководству ТОО «КазНИПИмугнайгаз» представить предложения по работе автоматизированной системы размыва и сброса песка для отстойников нефти. Срок до 19.06.2020г.
6. Руководству ПУ «ЖМГ» подготовить и пересогласовать задание на проектирование по объекту «Реконструкция ЦППН ПУ «ЖМГ» с разделением проектируемых сооружений на 2 пусковых комплекса по I - этапу строительства и предоставить в адрес ДКС. Срок до 19.06.2020г.
7. Руководству ДКС после утверждения задание на проектирование, направить в адрес ТОО «КазНИПИмугнайгаз» для дальнейшего выполнения работ по разработке Рабочего проекта. Срок до 20.06.2020г.
8. Руководству ТОО «КазНИПИмугнайгаз» предоставить необходимые документы (разбивка стоимости, график и т.д.) для заключения договора по разработке Рабочего проекта. Срок до 26.06.2020г.
9. Руководству ТОО «КазНИПИмугнайгаз» провести лабораторные исследования по компонентному составу нефти, пластовой воды, в том числе гранулометрический (фракционный) состав механических примесей по ЦППН ПУ «ЖМГ». Срок до 29.06.2020г.
10. ДКС совместно с ПД отработать вопрос предоставленных анализов потенциальному поставщику Карамай, необходимых для изготовления Блока улавливания мехпримесей (БУМ). Срок до 23.06.2020г.

Председатель
совещания

Куйнов К.К.

Секретарь
совещания

Избасаров А.Н.

Ш-109-

Редакция №1

Действует с: «16» сентября 2013 г.

стр. 2 из 1



ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

О-1.03.03/2-19.05.2020

ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ ЦППН
ПУ «ЖМГ»

стр. 21 из 21

Приложение 3
Акт отбора проб №486/2 от 15.06.20 г.



ин - см цпн - 10-01

ЦЕНТР НАУЧНЫХ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз»

г. Актау, микрорайон 35, здание 6

тел.: 8(7292) 470 290

факс: 8(7292) 470 280

АКТ ОТБОРА ПРОБ

№ 486/2 от 15.06.20

Месторождение Жағыбай

Дата отбора 15.06.20

Пробы (образцы) отобраны в соответствии с: ГОСТ-34370-2008 0514-2012
(наименование НД)

Цель отбора проб: Физико-химические свойства нефти

Пробы (образцы) отбирались из мест: 1, 2, 3, 4, 5, 6

№ п/п	Наименование/точка отбора проб (образца)	Кол-во, ед. изм.	Примечание
1	2	3	4
1.	ПУН-1 (Вход цеха-1)		
2.	ПУН-2 (Вход цеха-2, 3)		
3.	Вход с Алабуги		
4.	Выход с легкой нефтепродукта		
5.	Выход с остаточных (ОГ-200)		
6.	Выход с КСУ		
7.			
8.			
9.			
10.			
11.			
12.			
13.			

Представители:

Наименование организации	Ф.И.О., должность	Подпись
Филиал «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз»	Кузнецов А. инженер	
АС «ЖМГ»	Ахметов Токмашев И.	
	Зам. на 2.24.021 24.02.19 А.	